

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет Инженерной механики  
Кафедра Машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности

Оценка: \_\_\_\_\_ Рейтинг: \_\_\_\_\_

Проверил:

\_\_\_\_\_ Кривенков С.В.  
(подпись) (фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(дата)

## Отчет

по дисциплине Научно-исследовательская работа

Темы: Исследование рабочего процесса диафрагменного насоса  
с погружным электродвигателем и механической трансмиссией  
для добычи нефти

ВЫПОЛНИЛ:

Студент группы МТМ-20-01  
(номер группы)

Семькин Дмитрий Сергеевич

(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(дата)

Москва, 2021

Факультет Инженерная механика  
Кафедра Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ**

ДАНО студенту Семыкину Дмитрию Сергеевичу группы МТМ-20-01  
(фамилия, имя, отчество в дательном падеже) (номер группы)

Тематика НИР: Исследование рабочего процесса диафрагменного насоса с погружным электродвигателем и механической трансмиссией для добычи нефти

**Содержание отчета по выполнению НИР:**

1. Аналитический обзор современной научно-технической, методической литературы и диссертаций
2. Патентный поиск
3. Основные проблемы, пути решения проблемы и предполагаемый результат
4. Основные выводы

**Рекомендуемая литература:**

1. Скважинные насосные установки для добычи нефти. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. — Учебное пособие. -М.: Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. — 824 с.
2. Диссертация «Повышение эффективности скважинных диафрагменных насосных установок путем совершенствования привода». Кривенков С.В., М: РГУ нефти и газа, 1994г.
3. Каталог нефтепромыслового оборудования АО «Ижевский электромеханический завод «КУПОЛ», АО «НПО «ИМЕКС» Электронасос погружной диафрагменный серии ЭДН5 Р (ЦК6033.00.00.000).

Руководитель: к.т.н. доцент Кривенков С.В.  
(уч.степень) (должность) (подпись) (фамилия, имя, отчество)

Задание принял к исполнению: студент Семыкин Д.С.  
(подпись) (фамилия, имя, отчество)

## Оглавление

Введение.....	4
1 Аналитический обзор современной научно-технической, методической литературы и диссертаций .....	5
2 Патентный поиск.....	14
3 Неблагоприятные факторы, основные причины отказов скважинного диафрагменного насоса .....	31
3.1 Неблагоприятные факторы гидравлической части .....	31
3.2 Неблагоприятные факторы приводной части и корпуса насоса .....	35
4 Критерии отказов и предельных состояний скважинного диафрагменного насоса.....	38
5 Стратегия эксплуатации и ремонта скважинного диафрагменного насоса, структура ремонтного цикла, содержание операций текущего, и капитального ремонтов.....	41
6 Расчет параметров безотказности элементов диафрагменного насоса.....	44
6.1 Расчет параметров безотказности клапанов диафрагменного насоса ....	44
6.2 Расчет параметров безотказности диафрагмы насоса.....	50
7 Вероятность безотказной работы диафрагменного насоса .....	52
8 Задание показателей надежности диафрагменного насоса .....	54
9 Основные проблемы, пути решения проблемы и предполагаемый результат .....	56
Выводы .....	58
Список использованных источников .....	59

## Введение

На сегодняшний день месторождения, открытые в 60-е годы прошлого века, находятся в поздней стадии эксплуатации, характеризующейся малыми дебитами, высокой обводненностью и высоким содержанием механических примесей. Ввиду истощения запасов легкой нефти, осуществляется переход добычи к трудноизвлекаемым запасам. Решением проблемы высокого содержания механических примесей при добыче нефти стало разработка установок электроприводных диафрагменных насосов.

Сегодня все больший интерес к запасам трудноизвлекаемой нефти проявляют правительство и крупные нефтедобывающие компании. В России доля «трудной» нефти растет, и на данный момент она превышает 65 % от общего объема. Очевидно, что столь высокий процент получается в том числе за счет истощения легкоизвлекаемых запасов «черного золота» [1].

Диафрагменные насосы предназначены для эксплуатации мало- и среднедебитных нефтяных скважин, которые в настоящее время и в ближайшем обозримом будущем, будут являться основным фондом нефтяной промышленности России, поэтому разработка данного вида насосного оборудования будет иметь особую актуальность [2].

# 1 Аналитический обзор современной научно-технической, методической литературы и диссертаций

Диафрагменные (мембранные) насосы (Рисунок 1.1) относятся к классу объемных. Они предназначены для эксплуатации мало- и среднедебитных нефтяных скважин. Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой (мембраной) и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью [2].

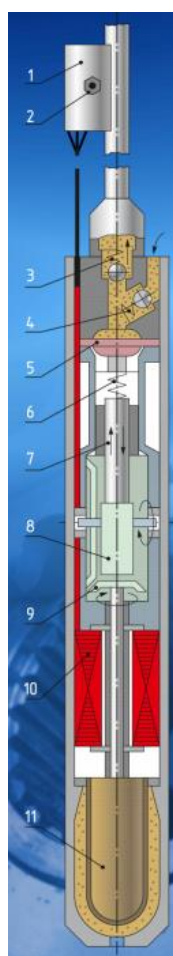


Рисунок 1.1 – Схема скважинного диафрагменного насоса: 1 - токоввод; 2 - обратный клапан для прокачки; 3 - нагнетательный клапан; 4 - всасывающий клапан; 5 - резиновая диафрагма; 6 - возвратная пружина; 7 - плунжерный насос; 8 - эксцентриковый привод; 9 - редуктор; 10 - электродвигатель; 11 – компенсатор [3]

Отличительные особенности мембранных насосов определяют соответствующие области применения. Наибольшее значение в этом случае играют крайне высокая химическая стойкость и компактность насосов. Современная ситуация в науке и техники такова, что какое-либо открытие, будь то новый вид материала или технология, побуждает его внедрение в уже имеющиеся отрасли путем улучшения имеющегося оборудования или технологии с учетом новых знаний [4].

В нефтяной промышленности погружные диафрагменные насосы предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с агрессивной продукцией (Рисунок 1.2), с продукцией, содержащей механические примеси, с пескопроявлениями, с высокой обводненностью продукции, с кривыми и наклонными стволами, а также для добычи высоковязких нефтей.

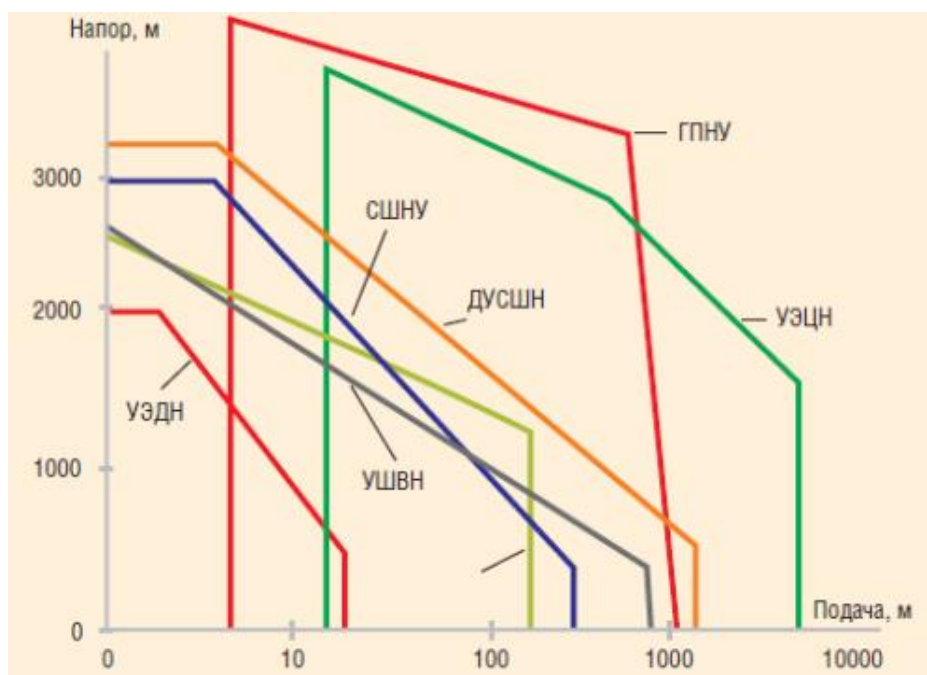


Рисунок 1.2 - Области применения скважинных насосных установок для добычи нефти [5]

Область применения скважинных диафрагменных насосов:

- максимальная массовая концентрация твердых частиц до 10 г/л;

- содержание попутной воды в перекачиваемой среде в любой пропорции;
- максимальная кинематическая вязкость однофазной перекачиваемой жидкости в точке подвеса не более 100 сСт ( $\text{мм}^2/\text{с}$ ), при которой обеспечивается работа электронасоса без изменения КПД не более 300 сСт ( $\text{мм}^2/\text{с}$ );
- максимальное объемное содержание попутного нефтяного газа на приеме насоса до 20 % со снижением подачи до 50% от номинального значения;
- водородный показатель попутной воды  $6,0 \div 8,5$  рН;
- максимальная концентрация сероводорода 0,01 г/л;
- рабочий диапазон изменения температуры от 5 до 90 °С [3].

Исходя из области применения диафрагменных насосов показатель максимальной массовой концентрации твердых частиц является одним из самых высоких в скважинной насосной технике. Это связано с тем, что откачиваемая продукция не контактирует с подвижными деталями погружного агрегата, будучи отделенной от них диафрагмой.

Базовый принцип работы мембранного насоса (рисунок 1.3) любой конструкции заключается в следующем: мембрана, выгибаясь в сторону «от камеры», увеличивает её объём и тем самым создаёт в камере область пониженного давления, в результате чего в насос засасывается порция жидкости. При выгибании диафрагмы в противоположную сторону объём камеры уменьшается, повышается давление – и жидкость выталкивается наружу.

Однако, подобный эффект был бы невозможен без ещё двух необходимых элементов – впускного и выпускного клапанов. Они работают в паре, одновременно, но зеркально:

- при всасывающем движении мембраны открывается впускной клапан, разрешая проход жидкости из исходной ёмкости в рабочую камеру –

выпускной же при этом закрыт для сохранения низкого давления в камере;

- при выталкивающем ходе мембраны открывается выпускной клапан, давая выход жидкости из камеры – при этом входной клапан закрывается, чтобы жидкость не вышла обратно в ёмкость.

Таким образом, обеспечивается ток жидкости в единственно правильном направлении – из ёмкости в насос и из насоса далее в систему.

Для срабатывания клапанов какое-либо внешнее управляющее воздействие не требуется, они запираются и открываются самостоятельно, под влиянием тока жидкости [6].

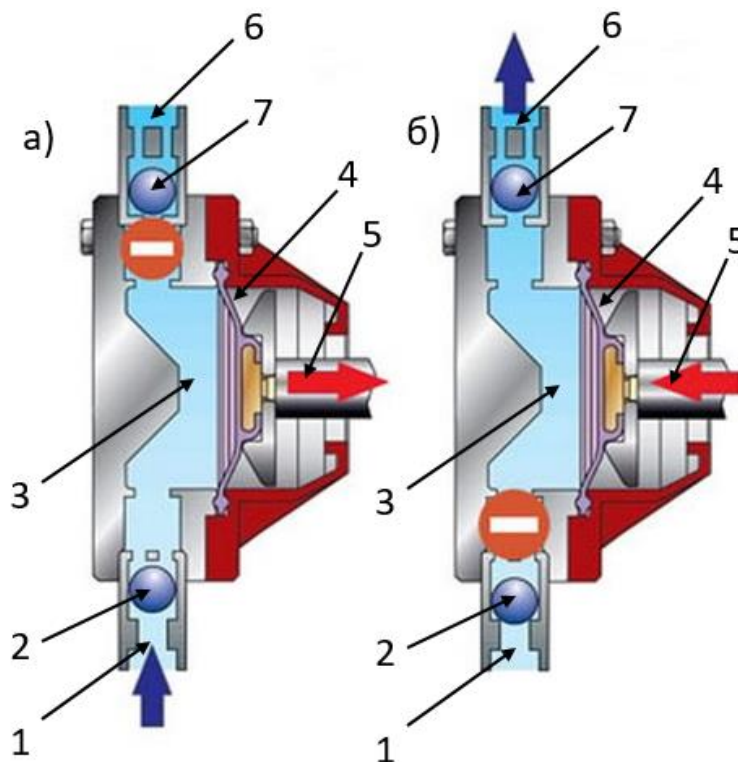


Рисунок 1.3 – Принципиальная схема диафрагменного насоса: а – такт всасывания; б – такт нагнетания; 1 – всасывающий патрубок; 2 – всасывающий клапан; 3 – рабочая камера; 4 – диафрагма; 5 – шток; 6 – нагнетательный патрубок; 7 – нагнетательный клапан [6]

Насос состоит из гидравлической и приводной части. Основным элементом гидравлической части, как и всего насоса, является диафрагма



(Рисунок 1.4). Часто именно ее долговечность определяет долговечность насоса, так как клапаны имеют достаточный ресурс и их конструкция хорошо отработана, а приводная часть насоса отделена от агрессивной среды диафрагмой и поэтому имеет также высокие показатели долговечности [2].

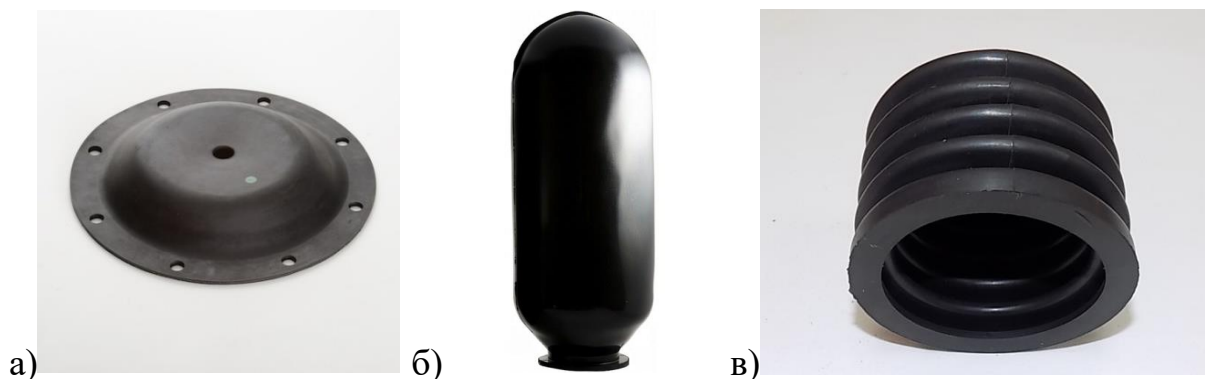


Рисунок 1.4 – Конструкции диафрагм насоса: а) плоская, б) цилиндрическая, в) сильфонная

Также вместе с диафрагмой в гидравлическую часть диафрагменного насоса входят всасывающий и нагнетательный клапаны. Они могут быть различными по конструкции, но чаще всего в нефтяных диафрагменных насосах применяются шариковые клапаны (Рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Шариковый клапан

Шариковый клапан имеет простейшую конструкцию, состоит из седла и подвижного запорного элемента в виде сферы. Герметичность обеспечивается за счет посадки шара на посадочную поверхность седла. Шариковые клапаны применяются в большом количестве случаев, так как они имеют простую конструкции и хорошо себя зарекомендовали [7].

В приводную часть диафрагменного насоса входит механическая трансмиссия (рисунок 1.6).

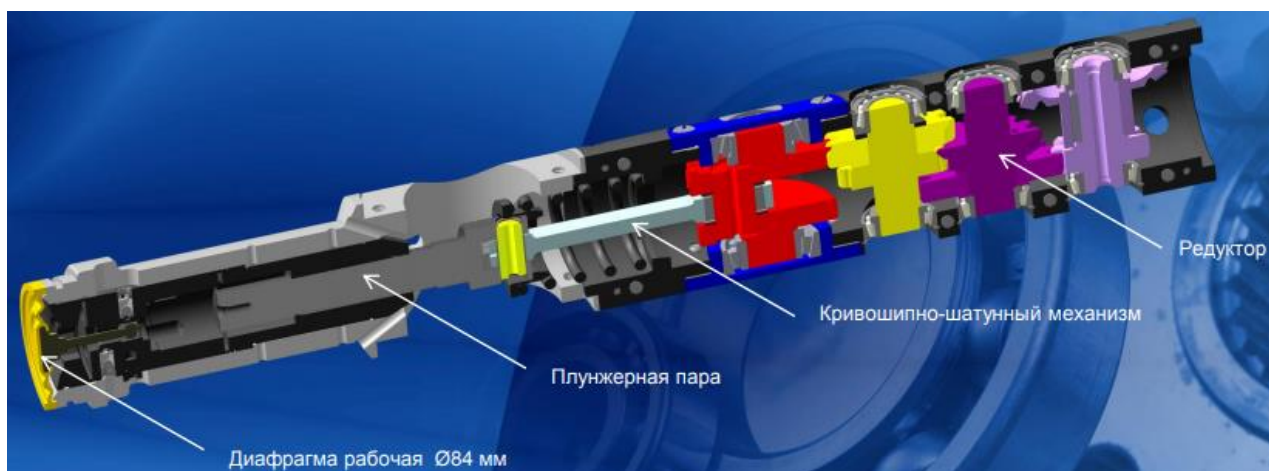


Рисунок 1.6 – Конструкция модернизированного привода диафрагменного насоса [3]

Задачей данного привода является увеличение хода плунжера за счет применения кривошипно-шатунного механизма и снижение числа двойных ходов плунжера за счет четырехступенчатого редуктора, что в свою очередь, увеличивает межремонтный период работы насоса.

Принцип работы трансмиссии заключается в следующем, вращающий момент от погружного электродвигателя передается на первую ступень редуктора, где установлена коническая передача (рисунок 1.6), предназначенная для изменения оси вращения и возможности использования редуктора в ограниченных габаритах скважины. Далее вращающий момент передается на последовательные цилиндрические ступени. На выходе из редуктора установлен кривошипно-шатунный механизм для превращения вращательного движения колес в возвратно-поступательное движение плунжера. Вся система механической трансмиссии заполнена маслом. Плунжер, совершая возвратно-поступательное движение создает повышенное давление, либо разрежение, что в свою очередь заставляет прогибаться диафрагму и перекачивать пластовый флюид.

На тему совершенствования работы УЭДН написано очень мало диссертаций. Из них стоит выделить работу к.т.н. Кривенкова Сергея Валерьевича «Повышение эффективности скважинных диафрагменных насосных установок путем совершенствования привода» [8].

В данной диссертации было установлено, что существенное расширение области применения скважинных диафрагменных насосов может быть достигнуто за счет использования гидравлической трансмиссии.

В работе была разработана поэтапная математическая модель рабочего процесса диафрагменного насоса, которая позволяет без предварительных экспериментальных исследований рассчитать его основные конструктивные параметры и характеристики. При этом доказано, что сжимаемость рабочей жидкости оказывает существенное влияние на характер протекания процессов в гидроприводе диафрагменного насоса.

Предложены в результате анализа математической модели безразмерные критерии подобия, определяющие характер протекания процессов в системе, которую образуют диафрагменный насос со столбом жидкости в НКТ. Выявлены основные критерии подобия, определяющие характер протекания колебательных процессов в системе диафрагменного насоса, а также предложены критерии этих процессов.

Установлено, что при подачах менее  $50 \text{ м}^3/\text{сутки}$  [8]:

- a) колебательные процессы в канале НКТ не оказывают существенного влияния на работу диафрагменного насоса и ими можно пренебречь;
- b) характер нагрузки не оказывает значительного влияния на параметры работы диафрагменного насоса.

Определено, что для диафрагменных насосов исследуемой конструкции:

- а) оптимальная длина хода поршневой группы диафрагменного насоса находится в интервале 100 – 150 мм, а оптимальный диаметр силового поршня – в интервале 40-50 мм.
- б) рациональная область применения находится в интервале подач от 5 до 40 м<sup>3</sup>/сутки.

Подтверждены экспериментальными исследованиями диафрагменного насоса результаты теоретических исследований, а также в результате промышленных испытаний работоспособность и эффективность новой конструкции диафрагменной насосной установки.

На рисунке 1.7 представлена схема диафрагменного насоса (а) и структурная схема диафрагменного насоса (б).

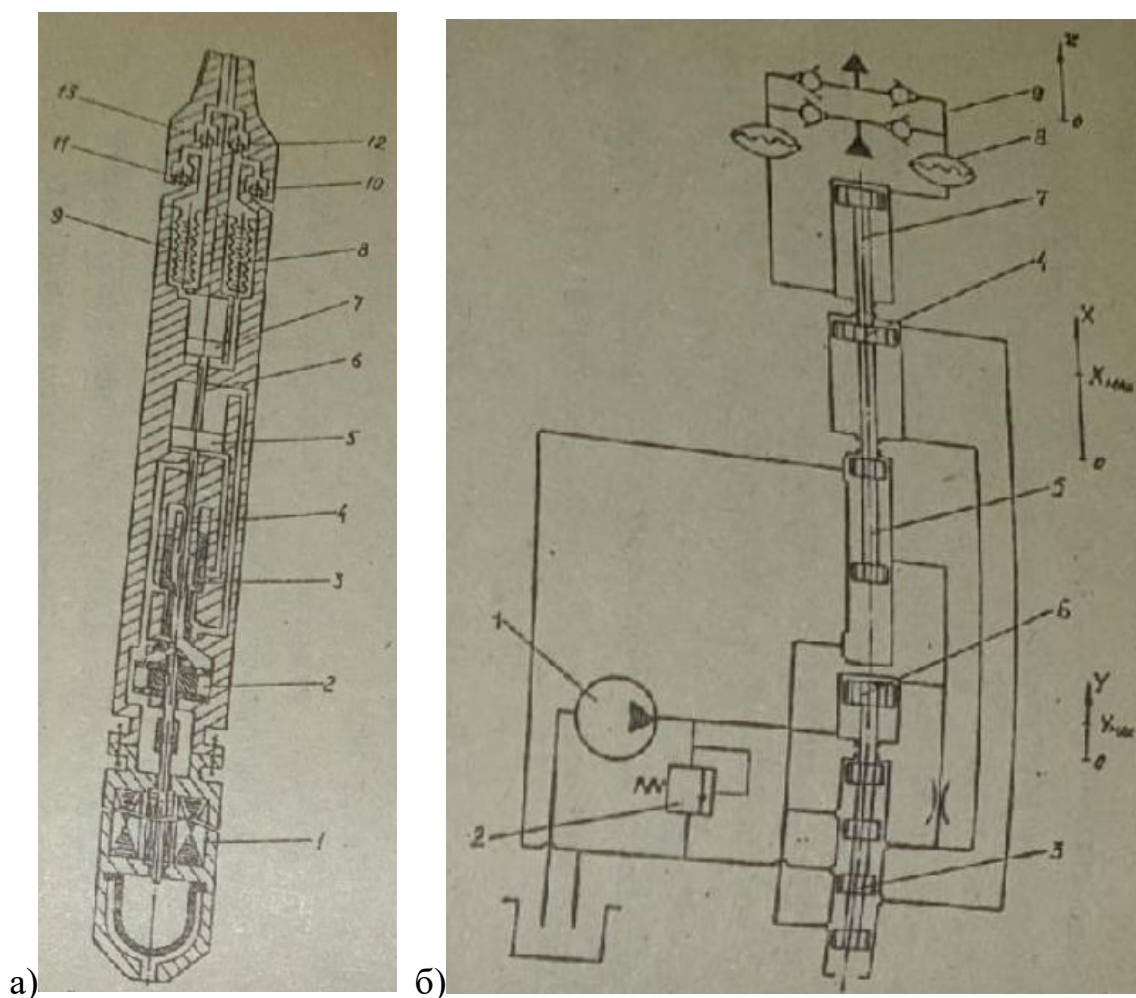


Рисунок 1.7 – а) Схема диафрагменного насоса: 1 - погружной электродвигатель; 2 – силовой насос; 3 – гидроприводной силовой золотник; 4

– пилотный золотник; 5 – силовой поршень; 6 – промежуточный шток; 7 – насосный поршень; 8,9 – диафрагмы; 10,11 – всасывающие клапаны; 12,13 – нагнетательные клапаны. б) Структурная схема диафрагменного насоса: 1 – силовой насос; 2 – предохранительный клапан; 3 – силовой золотниковый гидрораспределитель; 4 – силовой гидроцилиндр; 5 – пилотный золотниковый гидрораспределитель; 6 – управляемый гидроцилиндр; 7 – исполнительный гидроцилиндр; 8 – блок диафрагм; 9 – клапанная группа [8]

## 2 Патентный поиск

Патент SU 1399501 A1.

Погружной диафрагменный насос с электроприводом [9].

Авторы: Ивановский Николай Фролович, Ивановский Владимир Николаевич.

Погружной диафрагменный насос с электроприводом, содержащий корпус и расположенные в нем две насосные секции, выполненные в виде диафрагм с рабочими и приводными полостями, и вытеснитель с двумя рабочими камерами, который кинематически связан с электроприводом, а рабочие камеры гидравлически сообщены с приводными полостями диафрагм, причем рабочие полости диафрагм через всасывающие клапаны сообщены с затрубным пространством и через нагнетательные клапаны - с внутренними полостями подъемных труб, отличающийся тем, что, с целью повышения надежности работы, он дополнительно снабжен блоком компенсации утечек через вытеснитель, выполненным в виде расположенных в корпусе гидроканалов для сообщения рабочих камер вытеснителя между собой и двух подпружиненных золотников, установленных в гидроканалах с возможностью взаимодействия с диафрагмами в их крайнем нижнем положении.

Конструкция уникальна тем, что диафрагмы установлены в выполненных в корпусе двух параллельных цилиндрических расточках

Изобретение относится к гидромашиностроению и может быть использовано, в частности, для подъема жидкости из скважины.

Цель изобретения - повышение надежности работы погружного диафрагменного насоса с электроприводом.

На рисунке 2.1 представлена принципиальная схема погружного диафрагменного насоса с электроприводом; на рисунке 2.2 разрез А-А и Б-Б погружного диафрагменного насоса с электроприводом.



Погружной диафрагменный насос с электроприводом (не показан) содержит вытеснитель 1, выполненный, на пример, в виде поршневого вытеснителя, который кинематически связан с электроприводом, а верхняя и нижняя рабочие камеры 2 и 3 гидравлически сообщены с приводными полостями 4 5 двух насосных секций, выполненных в виде двух диафрагм 6 и 7, которые через всасывающие клапаны 8 и 9 сообщены с затрубным пространством 10 и через нагнетательные клапаны 11 и 12 - с внутренней полостью 13 подъемных труб 14.

Между диафрагмами 6 и 7 и вытеснителем 1 расположен блок 15 компенсации утечек через поршневой вытеснитель 1, выполненный в виде корпуса 16, в котором расположены гидроканалы 17 и 18 и два подпружиненных золотника 19 и 20.

Диафрагмы 6 и 7 расположены в параллельно выполненных в корпусе 16 цилиндрических расточках 21 и 22 (рис 2.2). Золотники 19 и 20 могут иметь соответственно упоры 23 и 24 и пружины 25 и 26.

Диафрагмы 6 и 7 выполнены, например, в виде сильфонов и содержит соответственно рабочие полости 27 и 28. Верхняя и нижняя рабочие камеры 2 и 3, гидроканалы 17 и 18, приводные полости 4 и 5 заполнены рабочей жидкостью, например, маслом.

Погружной диафрагменный насос с электроприводом работает следующим образом, при ходе вытеснителя 1 вниз рабочая жидкость из нижней рабочей камеры 3 перетекает по гидроканалу 18 в приводную полость 5 и вытесняет добываемую жидкость через диафрагму 7 и рабочую полость 28, нагнетательный клапан 12 во внутреннюю полость 13 и подъемник труб 14.

Одновременно с этим рабочая жидкость приводной полости 4 через гидроканал 17 поступает в верхнюю рабочую камеру 2. Происходит опускание диафрагмы 6 и всасывание добываемой жидкости через всасывающий клапан 8 в рабочую полость 27.



При ходе вытеснителя 1 вверх цикл работы насоса повторяется в обратном порядке.

В случае утечки рабочей жидкости из верхней рабочей камеры 2 вытеснителя 1 в нижнюю рабочую камеру 3, при ходе вытеснителя вниз диафрагма 6 в нижнем положении нажимает на упор 23, золотник 19 также перемещается вниз и происходит сообщение верхней рабочей камеры 2 через гидроканал 17 с нижней рабочей камерой 3. Поскольку в нижней камере 3 рабочая жидкость находится под давлением нагнетания, а в верхней камере 2 - под давлением всасывания, то часть рабочей жидкости под действием перепада давлений перетекает из нижней камеры 3 в верхнюю камеру 2, что обеспечивает компенсацию утечек рабочей жидкости. В случае утечки жидкости из нижней рабочей камеры 3 в верхнюю рабочую камеру 2 при ходе вытеснителя 1 вверх, диафрагма 7 в нижнем положении нажимает на упор 24 золотник 20 перемещается вниз и происходит сообщение нижней рабочей камеры 3 через гидроканал 18 с верхней рабочей камерой 2.

Поскольку в верхней рабочей камере 2 рабочая жидкость находится под давлением нагнетания, а в нижней рабочей камере 3 - под давлением всасывания, то часть рабочей жидкости под действием перепада давлений перетекает из верхней камеры 2 в нижнюю камеру 3, что обеспечивает компенсацию утечек рабочей жидкости.

Патент RU 6847 U1.

Погружной диафрагменный электронасос с вибрационным приводом [10].

Авторы: Карачев А.С.

Цель изобретения - повышение надежности работы, долговечности, изготовление насоса меньшего диаметра.

Указанная цель достигается тем, что в предлагаемом устройстве эксцентриковый привод электронасоса заменён на шариковый. При этом можно уменьшить диаметр электронасоса за счет замены углового редуктора эксцентриком. Шариковый привод насоса более долговечен в работе и значительно дешевле в изготовлении. На рисунке 2.3 изображен электронасос с шариковым приводом.

Электронасос выполнен в виде моноблока вертикального исполнения, в котором размещены - асинхронный четырехполюсный электродвигатель 2 и плунжер насоса 3 с пружиной 4 для возврата плунжера, а также резиновая плоская диафрагма 5 и компенсатор 1 для изменений объёма масла. Диафрагма разделяет рабочую камеру насоса, размещенную сверху диафрагмы и рабочую полость привода, расположенную под диафрагмой и заполненную маслом. Рабочая камера насоса герметично изолирована от привода.

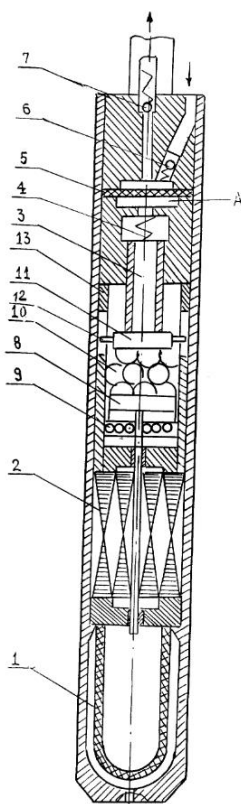


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема погружного диафрагменного электронасоса с вибрационным приводом [10]

В камере под диафрагмой расположены всасывающий 6 и нагнетательный 7 шариковый клапаны.

Шариковый привод перемещения плунжера насоса состоит из двух дисков 8 и 11 с полусферами. Между дисками находятся стальные шарики 10. Нижний диск 8 с полусферами закрепляется на валу электродвигателя 2 и вращается вместе с ним опираясь при этом на упорный шариковый подшипник 9.

Верхний диск 11 с полусферами изготавливается из одной стальной заготовки вместе с плунжером насоса и не вращается, а выполняет только возвратно-поступательное движение во втулке 13 насоса. Обратное возвращение плунжера в исходное положение осуществляется возвратной пружиной 4 опертой в торец плунжера. На окружности диска диаметрально противоположно ввернуто две латунных шпильки 12, которые концами входят в прорези втулки 13 и предотвращают поворот плунжера при работе. Нижний диск крепится на валу электродвигателя шпонкой, а верхний крепится на плунжере также шпонкой.

Привод работает следующий образом. При вращении двигателем 2 нижнего диска 8 шарики 10 перекачиваются по его полусферам, передавая колебания плунжеру, а затем и мембране 5, которая перемещаясь выталкивает нефть из скважины на поверхность.

Предлагаемая конструкция шарикового привода электронасоса имеет ряд преимуществ перед приводом насоса с эксцентриком:

- простота конструкции, меньшие затраты на изготовление;
- в связи с возможным уменьшением диаметра насоса появляется возможность эксплуатировать скважины меньшего диаметра, что уменьшит затраты на проходку скважин и их креплению обсадными трубами;

- можно иметь запасные диски с увеличенными радиусами полусфер что позволяет изменять ход плунжера, а следовательно и подачу жидкости насосом.

Патент RU 2044160 С1.

Погружной диафрагменный электронасос [11].

Авторы: Колмаков Иван Алексеевич.

Цель изобретения - исключение попадания попутного газа в полость гидравлического привода диафрагмы.

Эта цель достигается тем, что в погружном диафрагменном электронасосе, содержащем гидравлический привод диафрагмы, расположенные в головке насоса всасывающий и нагнетательный клапаны, имеется установленный выше диафрагмы компенсатор изменения объема масла, выполненный в виде охватывающего с зазором головку насоса цилиндра, полость которого соединена каналами с полостью гидропривода диафрагмы и с установленным в верхней части клапаном с фильтром. Такое выполнение электронасоса позволяет избавиться от попутного газа в полости гидропривода диафрагмы, тем самым увеличить коэффициент подачи насоса, повысить надежность его работы.

На рисунке 2.4 показан: а) насос и его разрез; б) часть насоса с компенсатором; в) клапан с фильтром.

Погружной диафрагменный электронасос содержит электродвигатель 1, установленные в корпусе 2, конический редуктор 3, эксцентриковый привод 4 и гидропривод в виде плунжерного насоса 5. От перекачиваемой жидкости механизм насоса изолирован корпусом 6 и эластичной диафрагмой 7. Для подачи жидкости имеются всасывающий 8 и нагнетательный 9 клапаны, установленные вертикально на одной оси в головке 10 насоса.

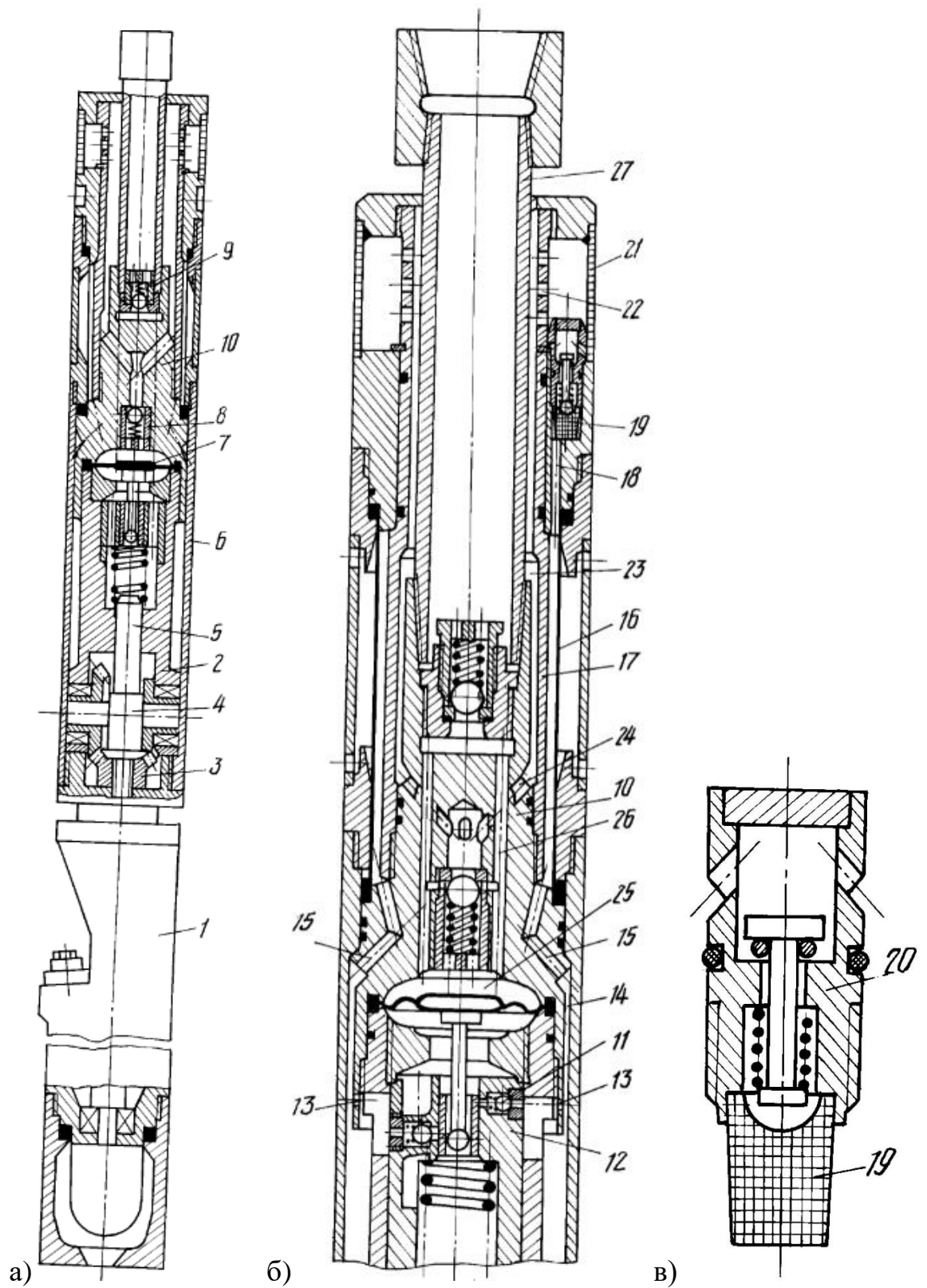


Рисунок 2.4 – а) Принципиальная схема погружного диафрагменного электронасоса; б) часть насоса с компенсатором; в) клапан с фильтром [11]

Верхняя часть насоса выполнена следующим образом. В нижней части головки 10 насоса на уровне всасывающего клапана 11 корпуса регулятора 12

выполнены два диаметрально расположенных отверстия 13, кольцевой зазор 14 и каналы 15, которые служат для вывода растворенного в масле газа из зоны всасывающего клапана 11 регулятора в компенсатор 16 изменения объема масла. Компенсатор 16 изменения объема масла выполнен в виде охватывающего с зазором головку 10 насоса, в частности ее патрубок 17, цилиндра, полость которого соединена каналами 15 с полостью гидропривода диафрагмы 7 и каналом 18 с фильтром 19 и клапаном 20. Фильтр 19 состоит из спеченных мелких шариков, например, из латуни, бронзы и т.д. В корпусе 6 насоса установлен фильтр 21, а в патрубке 17 выполнены отверстия 22. Имеются также кольцевой зазор 23 между патрубком и насосно-компрессорной трубой и каналы 24 для подачи добываемой жидкости в рабочую камеру 25 над диафрагмой 7. В головке 10 электронасоса выполнены каналы 26, соединяющие камеру 25 с нагнетательным клапаном 9. Электронасос подвешен на насосно-компрессорных трубах 27.

Электронасос работает следующим образом. Электродвигатель 1 через конический редуктор 3 и эксцентриковый привод 4 приводит в действие плунжерный насос 5, обеспечивающий колебания эластичной диафрагмы 7 и работу клапанов 8, 9. Пластовая жидкость проходит через фильтр 21, отверстия 22, кольцевой зазор 23 и каналы 24 во всасывающий клапан 8 при цикле всасывания, заполняя объем рабочей камеры 25 над диафрагмой 7, а при цикле нагнетания выталкивается через каналы 26 и нагнетательный клапан 9 в насосно-компрессорные трубы 27. Цикл работы повторяется.

При работе насоса проникающий через резиновые уплотнения и компенсатор двигателя попутный газ, растворяясь в масле в виде пузырьков, попадает в полость плунжерного насоса 5 и далее проходит через отверстия 13, кольцевой зазор 14 и каналы 15 в пространство между патрубком 17 и компенсатором 16. Затем газ в составе пеномасляной эмульсии проходит через канал 18, очищается фильтром 19 от масла и сбрасывается клапаном 20 из

насоса в полость между фильтром 21 и отверстиями 22 в патрубке 17. Срабатывание клапана 20 происходит при заданном давлении попутного газа.

Патент RU 103144 U1.

Погружной скважинный диафрагменный насос [12].

Авторы: Болотов Константин Павлович, Абросимова Светлана Альбертовна, Исупов Сергей Васильевич.

Отличием заявляемой полезной модели является то, что, узлы насоса выполнены отдельными модулями и соединяются между собой при помощи фланцевых соединений, герметичность стыков обеспечивается кольцевыми радиальными уплотнениями, валы соединяются шлицевыми муфтами, также присоединительно-стыковочные размеры погружного асинхронного электродвигателя, унифицированы с электродвигателями погружных электроцентробежных насосов. Токоввод располагается в головке электродвигателя. Имеется при необходимости возможность присоединения к насосной части установки более мощного электродвигателя и соответственно компенсатора, рассчитанного на больший объем масла. Для защиты кабельной линии от повреждений во время спуско-подъемных операций насоса, в скважине на наружной поверхности корпуса конического редуктора выполнен паз, в котором проходит удлинитель кабельной линии.

На рисунке 2.5 показан общий вид погружного скважинного диафрагменного насоса. Погружной скважинный диафрагменный насос состоит из компенсатора температурного расширения масла 1, асинхронного четырехполюсного электродвигателя 2, конического редуктора 3, плунжерного насоса 4 с эксцентриковым приводом 5, возвратной пружины 6, обратного 7 и сливного 8 клапанов, кабельной линии 9. Пластовая жидкость попадает в насос через щелевую сетку 10, далее при перемещении плоской диафрагмы 11 вниз, открывается всасывающий клапан 12, при движении диафрагмы вверх, клапан закрывается и срабатывает нагнетательный клапан

13, после жидкость оказывается в трубке 14, где пройдя систему обратного и сливного клапанов попадет в колонну труб НКТ. Вал электродвигателя 15, соединяется с валом редуктора 16, с помощью шлицевой муфты 17. Остальные элементы установки соединяются на шпильки по фланцам, а герметичность соединений обеспечивается кольцевыми радиальными уплотнениями.

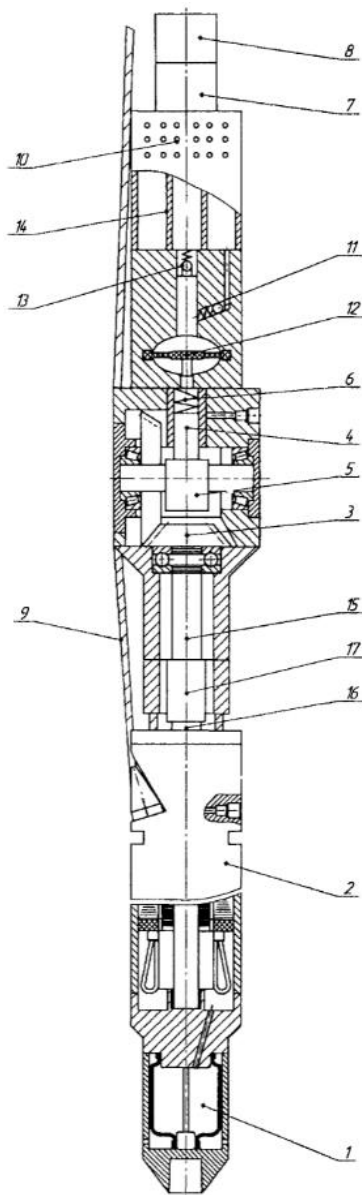


Рисунок 2.5 - Погружной скважинный диафрагменный насос [12]

Погружной скважинный диафрагменный насос предназначен для работы в вертикальных и наклонных скважинах, для откачки пластовой жидкости.



Применение данной конструкции погружного скважинного диафрагменного насоса позволяет:

- не меняя насосной части присоединять электродвигатель большей мощности, что дает возможность увеличить напор насоса (высоту подъема пластовой жидкости) и, соответственно, глубину спуска в скважину;
- позволяет производить комплектацию и стыковку узлов насоса непосредственно на монтаже перед спуском, снижая себестоимость монтажных работ;
- упрощает ремонт и замену отдельных узлов;
- электродвигатель унифицирован с асинхронными электродвигателями погружных электроцентробежных насосов по применяемым материалам и присоединительным размерам, что позволяет использовать для ремонта унифицированные комплектующие.

Патент RU 2062906 С1.

Погружной диафрагменный электронасос [13].

Авторы: Колмаков Иван Алексеевич.

Наиболее близким к описываемому техническому решению является насос для подачи жидкости из скважин, содержащий корпус с редуктором, эксцентриковым приводом, гидравлическим приводом диафрагмы, камеру, сбрасываемую клапанную коробку, сливной клапан с подпружиненным поршнем и самоуплотняющейся манжетой.

Недостатком такой конструкции насоса является то, что при работе эксцентрикового привода подобного типа возникает вибрация, которая крайне отрицательно воздействует на резиновые уплотнительные кольца, способствует их быстрому износу и, вследствие этого, нарушается

герметичность соединения клапанного блока с камерой насоса, что приводит к резкому снижению подачи последнего.

Осаждение песка при прохождении пластовой жидкости происходит не только в предназначенной для этого накопительной камере, но и в зазоре между насосно-компрессорной трубой и корпусом сливного клапана, где установлена самоуплотняющаяся манжета.

Выдернуть при этом клапанную коробку полностью из насоса представляется проблематичным.

Согласно установленному технологическому процессу на местах эксплуатации в целях ускорения вывода на рабочий режим опущенного в скважину насоса, сверху через межтрубное пространство прокачивается технологическая жидкость, которая под большим давлением проходит через приемный фильтр, всасывающий и нагнетательный клапаны насоса, заполняет насосно-компрессорные трубы и выходит в наземный трубопровод, прочищая и прогревая для зимних условий, последний до ввода в общий трубопровод.

При этом жидкость, проходя через клапаны, разрушает их. Происходит это потому, что весь поток жидкости проходит через ограниченный зазор между шаром и решеткой клапана, приводя шар в хаотическое колебательное движение. Шар, имея значительную массу, помноженную на скорость потока, ударяется с большой силой в ножку, сламывает ее и разрушает стенки решетки. Резиновые детали клапана просто вымываются потоком жидкости через отверстия в основании решетки.

В случае, если опущенный в скважину насос оснащен сбрасываемой клапанной головкой, то давлением технологической жидкости из межтрубного пространства она поднимается вверх, освобождая свое место для прохода жидкости.

При этом в обоих случаях насосы полностью теряют свою работоспособность.

Технический результат изобретения состоит в повышении надежности и производительности насоса в целом.

Технический результат достигается тем, что в известном погружном диафрагменном насосе, содержащем электродвигатель, механическую передачу гидравлический привод диафрагмы, рабочую камеру с всасывающим и нагнетательным клапанами, расположенными в головке насоса вертикально, соосно один другому. Причем, всасывающий клапан включает шаровой затвор, установленный с возможностью контакта с плоской рабочей поверхностью седла, а рабочая камера сообщена со входом в нагнетательный клапан при помощи вертикального канала, всасывающий клапан снабжен цилиндрической решеткой для поджима седла к головке насоса и установлена в последней со стороны, обращенной к диафрагме, головка в зоне расположения рабочей поверхности седла снабжена внутренней кольцевой канавкой, сообщенной с указанным вертикальным каналом и охватывающей решетку, последняя на торце в зоне расположения канавки снабжена радиальными каналами, выходящими к рабочей поверхности седла всасывающего клапана.

Кроме того, нагнетательный клапан снабжен аналогичной цилиндрической решеткой с радиальными каналами и в его корпусе выполнена кольцевая канавка, сообщенная через радиальные каналы в решетке и наклонные каналы в корпусе с напорным трубопроводом.

Описанное техническое решение позволяет повысить эффективность и расширить область применения погружных диафрагменных насосов для добычи нефти из скважин с повышенным содержанием попутного газа и песка.

На рисунке 2.6 схематично изображены: а) диафрагменный электронасос для добычи нефти из скважин; б) первый вариант выполнения головки насоса с клапанами; в) второй вариант выполнения головки насоса.

Электронасос представляет собой моноблочную конструкцию и состоит из электродвигателя 1, конического редуктора 2, эксцентрикового привода 3, плунжерного насоса 4 и головки 5 с клапанами.

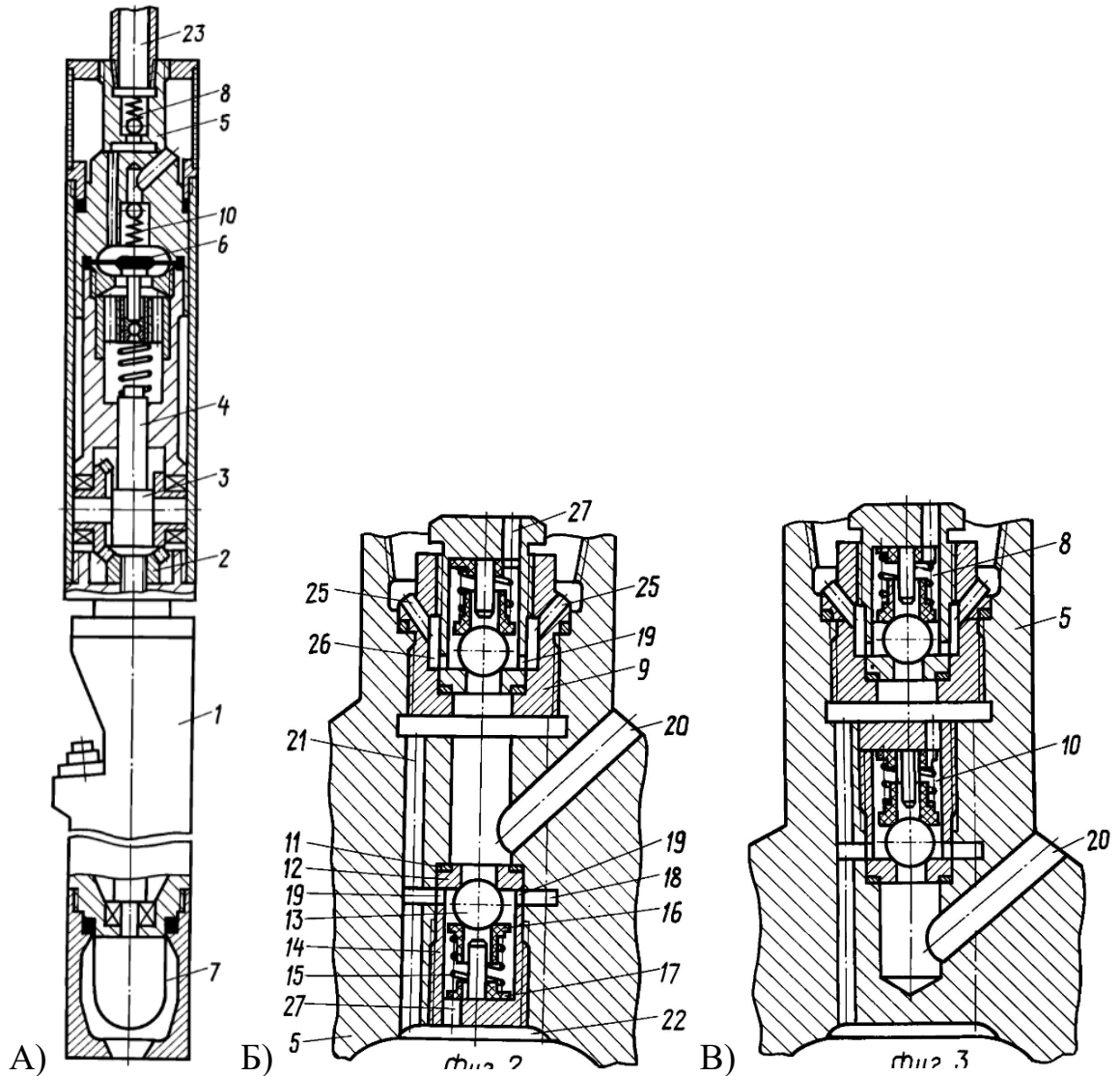


Рисунок 2.6 а) диафрагменный электронасос для добычи нефти из скважин; б) первый вариант выполнения головки насоса с клапанами; в) второй вариант выполнения головки насоса [13]

Внутренняя полость электронасоса заполнена маслом и изолирована от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой 6, расположенной в головке насоса. В нижней части электродвигателя установлен резиновый компенсатор 7, предназначенный для компенсации температурного расширения масла. Нагнетательный клапан 8 помещен в резьбовой корпус 9, который

ввинчивается в верхнюю часть головки насоса. Всасывающий клапан 10 размещен на одной оси с нагнетательным клапаном в нижней части головки насоса, при этом его детали: уплотнительная прокладка 11, седло 12, шар 13, решетка 14 в сборе с ножкой, пружина 15 и амортизационные втулки 16 и 17 устанавливаются непосредственно в головку насоса со стороны диафрагмы 6 (рис. 2.6 (б)) или со стороны нагнетательного клапана (рис. 2.6 (в)).

Камера, в которую устанавливается всасывающий клапан, имеет кольцевую проточку 13, расположенную в одной плоскости с рабочей поверхностью седла 12 и выходящими радиальными каналами 19 решетки 14, а также соединенную с вертикальными каналами 21 головки насоса.

Корпус нагнетательного клапана 9 имеет наклонные каналы 25 и кольцевую проточку 26, соединяющую каналы с внутренней камерой нагнетательного клапана 8.

Насос работает следующим образом. Электродвигатель 1 через редуктор 2 и эксцентриковый привод 3 приводит в действие плунжерный насос 4, который, в свою очередь, обеспечивает гидропривод эластичной диафрагмы 6 и работу клапанов 8 и 10. Пластовая жидкость через входное отверстие 20 в головке насоса проходит при всасывающем ходе диафрагмы в рабочую полость 22 и выходит при нагнетательном ходе диафрагмы через вертикальные каналы 21 и нагнетательный клапан 8 в напорный трубопровод 23, на котором подвешен насос.

Попутный газ, попадающий при работе насоса в его рабочую полость и камеру всасывающего клапана 24, стремясь занять верхнее положение, через радиальные каналы 19 выходит в кольцевую проточку 18 и вертикальные каналы 21 и оттуда при нагнетательном ходе диафрагмы 6 выбрасывается через нагнетательный клапан 8 в напорный трубопровод 23.

При этом в случае, когда через насос прокачивается технологическая жидкость, основной объем ее проходит через каналы 19, проточку 18, каналы

21, проточку 26 и каналы 25, минуя отверстия 27 в основаниях решеток клапанов, сохраняя последние в работоспособном состоянии.

Вариант расположения всасывающего клапана в головке насоса, указанного на рис. 2.6 (в) способствует тому, что клапан будет работать в одинаковом режиме с нагнетательным клапаном, повысится коэффициент подачи и надежность работы насоса в целом.

### 3 Неблагоприятные факторы, основные причины отказов скважинного диафрагменного насоса

Современные установки диафрагменных насосов имеют достаточно хорошие показатели при добыче нефти, а именно: возможность перекачивать агрессивные среды и высокое содержание механических примесей в добываемом флюиде. Поэтому, если опираться на данные возможности диафрагменных насосов, можно судить о дефектах, которые встречаются в диафрагменном насосе.

#### 3.1 Неблагоприятные факторы гидравлической части

Самой опасной частью по отношению к выходу из строя является гидравлическая, в которую входят диафрагма (мембрана) и клапанные пары.

Во время работы мембранного насоса диафрагма подвергается значительным знакопеременным нагрузкам, в результате чего в местах максимальной деформации диафрагмы могут возникать значительные трещины (Рисунок 3.1.1), которые в свою очередь зачастую приводят к разрыву диафрагмы (Рисунок 3.1.2).



Рисунок 3.1.1 – Трещина в диафрагме насоса



Рисунок 3.1.2 – Разрыв диафрагмы насоса

Качество насоса во многом определяется материалом диафрагмы. Исходя из характеристик материала мембраны, делаются выводы о совместимости мембранного насоса с определенными жидкостями, которые он может перекачивать. Сегодня существует большое разнообразие материалов, из которых изготавливаются мембраны для диафрагменных насосов в различных отраслях промышленности, но основным материалом остаются различные эластомеры. В результате этого возможен вариант диффундирования различных пластовых газов в материал диафрагмы. Это в свою очередь приводит к старению эластомера, ухудшению его свойств, а, следовательно, к образованию трещин, выходу из строя как диафрагмы, так и в целом насосной установки [14]

Наряду с диафрагмой насоса клапанные узлы являются одним из основных узлов, от которых зависит работоспособность всего насоса. Клапаны подвержены одновременно механическому, коррозионному и эрозионному износу. В клапанных камерах откладывается песок, парафин смолы, соли и другие продукты выноса из пласта. Все эти осложняющие факторы могут привести к частым подъемам насосов для замены или ревизии клапанных узлов.

Исправные клапаны должны быстро и надёжно уплотнять рабочую камеру насоса, выдерживать большие перепады давлений и иметь хорошую износостойкость для обеспечения долговечности насосной



установки. Наиболее часто встречающимся дефекта клапанной пары являются:

- задиры и риски, возникающие при гидроабразивном износе клапана (Рисунок 3.1.3);
- трещины, которые образуются при ударе шарика о седло клапана, в результате чего происходит выкрашивание материала (Рисунок 3.1.4) [15].



Рисунок 3.1.3 – Шарик клапана с задирами



Рисунок 3.1.4 – Шарик клапана с выкрашиванием металла

Детали клапанной пары изготавливаются из различных материалов, в зависимости от характера откачиваемой среды и приведены в таблице 3.1.1

Таблица 3.1.1 – Материалы клапанной пары [2]

<b>Материал шара</b>	<b>Материал седла</b>
Нержавеющая закаленная сталь	Нержавеющая закаленная сталь
Нержавеющая закаленная сталь	Спеченный металлопорошок
Нержавеющая закаленная сталь	Твердый сплав (карбид вольфрама)

Нержавеющая закаленная сталь	Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбид вольфрама)
Твердый сплав (карбид вольфрама)	Твердый сплав (карбид вольфрама)
Металлокерамика	Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбид вольфрама)
Стеллит (сплав кобальта, никеля и хрома)	Стеллит (сплав кобальта, никеля и хрома)

Материал исполнения клапанной пары играет одну из важнейших ролей, так как соотношение твердостей материала седла и материала шара влияют на скорость изнашивания контактирующих поверхностей клапана. На сегодняшний день наиболее распространенными материалами для изготовления шариков и седел в нефтяной промышленности России является твердый сплав (карбид вольфрама) [7].

В таблице 3.1.2 размещены основные неполадки, которые могут возникать в гидравлической части диафрагменного насоса при его работе и возможные варианты их решения:

Таблица 3.1.2 – Проблемы гидравлической части диафрагменного насоса

<b>Проблема</b>	<b>Возникающие неполадки</b>	<b>Причина возникновения</b>	<b>Вариант решения</b>
Выход из строя диафрагмы: отверстия в диафрагме	- Утечка жидкости - Низкий расход	- Повышенный износ - Перекачка несовместимой жидкости	- Восстановление насоса - Проверка совместимости перекачиваемой жидкости
Наличие металлической стружки в шаровом клапане	Проблема с герметичностью клапана	Содержание металлических включений в жидкости	Фильтрация жидкости
Износ седла клапана	- Падение производительности насоса - Проблема с герметичностью клапана	Перекачка абразивных жидкостей	- Замена клапана - Рассмотрение других материалов для изготовления клапана

Засорение продуктом: блокирование отложениями насосных камер	- Отсутствие потока - Заклинивание насоса	Неправильная эксплуатация насоса	Проведение профилактических мероприятий
--	--	----------------------------------	---

### 3.2 Неблагоприятные факторы приводной части и корпуса насоса

Приводная часть насоса в меньшей степени подвержена отказам, ввиду герметично изолированной и заполненной маслом системы. Но все же при высоких мощностях работы и при высоких передаточных отношениях редуктора в трансмиссии могут возникать серьезные нагрузки, которые в свою очередь могут привести к преждевременному выходу из строя оборудования.

Работу любой зубчатой пары в редукторе сопровождает целый ряд характерных вибраций, которые обусловлены усилиями, сопровождающими передачу вращающегося момента через зону зубозацепления. Вибрации зубчатых пар в наибольшей мере вызываются динамическими ударами, связанными с переходом передаваемой нагрузки с «зуба на зуб». Кроме того, в процессе работы каждой пары зубьев возникают и другие динамические усилия, обусловленные как «обкатыванием» зубьев, так и проскальзыванием рабочих поверхностей зубьев относительно друг друга [16].

Возможные дефекты приводной части диафрагменного насоса представлены в таблице 3.2.1

Таблица 3.2.1 – Возможные дефекты приводной части диафрагменного насоса [17]

<b>Неисправность</b>	<b>Причина</b>
Необычные неравномерные шумы при работе	1. Посторонние предметы в масле 2. Повреждена рабочая поверхность зубьев колеса и/или шестерни
Равномерный повышенный уровень шума при работе	1. Недостаточное количество масла 2. Нарушение регулировки подшипников 3. Подшипник вышел из строя

Пробивание масла из корпуса трансмиссии	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Масла залито больше нормы</li> <li>2. Засорены каналы для прохода масла</li> </ol>
Перегрев подшипников	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Недостаточный объём масла или его повышенная вязкость</li> <li>2. Перетянуты регулировочные крышки подшипников</li> <li>3. Частота вращения входного вала превышает допустимую</li> <li>4. Повреждена рабочая поверхность колец подшипников и/или шариков</li> </ol>
При включении привода валы редуктора не вращаются	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Масло загустело</li> <li>2. Недостаточная мощность двигателя</li> <li>3. Отсутствует и/или повреждено шлицевое соединение на валах редуктора и/или привода</li> </ol>

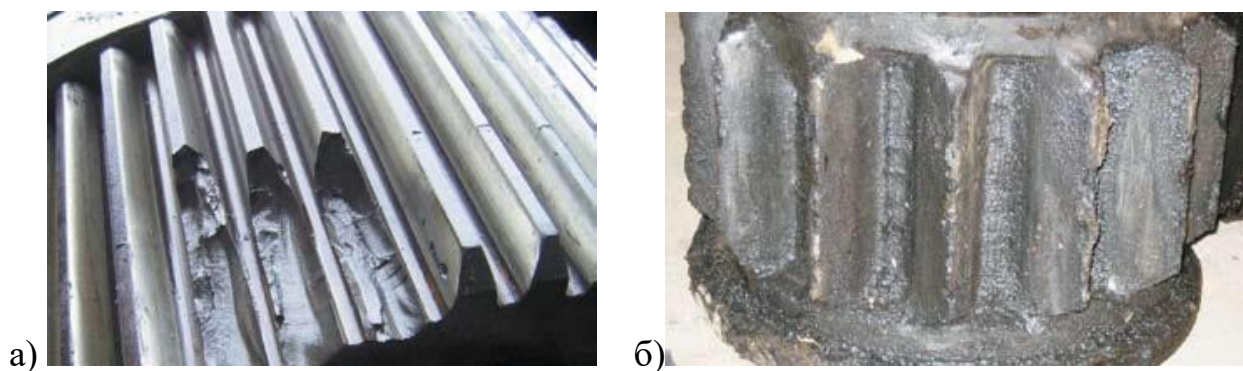


Рисунок 3.2.1 – Дефекты зубчатых колес и шестерен: а) излом зубьев из-за воздействия динамических ударов; б) абразивный износ

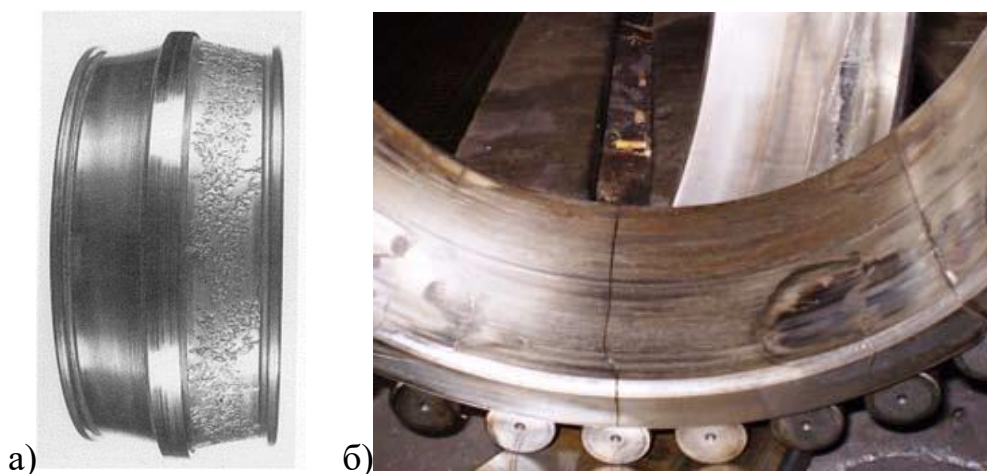


Рисунок 3.2.2 – Дефекты подшипников качения: а) выкрашивание поверхности кольца подшипника; б) трещина кольца подшипника

Также стоит отметить, что в результате работы диафрагменной насосной установки в осложненных условиях (высокий абразивный износ, коррозионно-

активная среда) возможны образование дефектов в корпусных деталях насоса (Рисунок 3.2.3).



Рисунок 3.2.3 – Коррозия корпуса насоса

#### 4 Критерии отказов и предельных состояний скважинного диафрагменного насоса

Отказом является состояние системы, при котором оборудование не может выполнять предназначенные функции и поддерживать заданный уровень производительности.

*Критерий отказа* – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в документации [18].

Типичными критериями отказов оборудования могут быть:

- Прекращение выполнения изделием заданных функций; снижение качества функционирования (производительности, мощности, точности, чувствительности и других параметров) за пределы допустимого уровня;
- Искажение информации (неправильные решения) на выходе изделий, имеющих в своем составе ЭВМ или другие устройства дискретной техники, из-за сбоев (отказов сбойного характера);
- Внешние проявления, свидетельствующие о наступлении или предпосылках наступления неработоспособного состояния (шум, стук в механических частях изделий, вибрация, перегрев, выделение химических веществ и т. п.).

В отношении диафрагменных насосов были сформулированы следующие критерии отказов [19]:

- Снижение подачи, при отсутствии свободного газа на приёме насоса, на 15-20% от значения, установленного при сдаче (запуске) насоса в эксплуатацию [20];
- Разрушение фланцево-болтовых соединений корпусов и падение насоса на забой;
- Снижение изоляции системы «кабель-электродвигатель» до значения 0,2 кОм [20];
- Отсутствие вращения вала;

- Превышение уровня вибрации диафрагменного насоса, выше установленного нормативной документацией значения. Превышение параметра вибрации устанавливается исходя из его мощности, конструкции, и условий работы. Ввиду редкого применения диафрагменных насосов и отсутствия информации по данному вопросу, превышение уровня вибрации на 50 % (определенно экспертно) от номинального значения характеризует отказ насоса.

Основные критерии отказов скважинных диафрагменных насосов и их причины представлены на рисунке 4.1



Рисунок 4.1 – Основные критерии отказов скважинных диафрагменных насосов и их причины [21]

Предельным состоянием объекта является состояние, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно [18].

*Критерий предельного состояния* – признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией [18].

На детали и узлы диафрагменного насоса распространяются следующие критерии предельных состояний:

- Износ или коррозия 50 % деталей насоса или его корпуса;

- Выход из строя плунжерной пары, эксцентрикового привода или кривошипно-шатунного механизма насоса;  
Выход из строя редуктора приводной части насоса.



## 5 Стратегия эксплуатации и ремонта скважинного диафрагменного насоса, структура ремонтного цикла, содержание операций текущего, и капитального ремонтов

Для установок электроприводных диафрагменных насосов экономически целесообразно применять стратегию технического обслуживания и ремонта после отказа, так как для насосных установок с небольшой величиной дебита невыгодно применять другую стратегию. Это связано с тем, что стоимость вызова бригады КРС для поднятия установки перекроет всю экономическую выгоду от применения данного типа насосных установок.

Стратегия TOP после отказа состоит в том, что нефтепромысловое оборудование и их составные части ремонтируют по потребности после возникновения отказа, поломки в случайные моменты времени. Трудоемкость восстановления в этом случае тоже величина случайная. Для данной стратегии технического обслуживания и ремонта понятие ремонтного цикла не вводится [22].

Стратегия TOP после отказа для диафрагменного насоса может включать 2 капитальных ремонта. Для УЭДН не принято вводить понятие «текущий ремонт», так как такие насосы работают до отказа, что связано с высокой стоимостью спуско – подъемных операций, поэтому после подъема из скважины диафрагменного насосного агрегата проводится сразу капитальный ремонт.

Каждый поднятый из скважины электронасос вне зависимости от вида отказа и наработки на отказ подвергают ремонту. Допускается поузловой ремонт электронасоса (без полной разборки) при обязательном контроле состояния резинотехнических изделий [22].

Не рекомендуется нарушать комплектность сборочных единиц и деталей электронасосов при ремонте.

Резьбовые соединения собирают и разбирают только при помощи ключей из специализированного комплекта инструмента и приспособлений

при приложении крутящего момента, указанного в нормативно-технической документации.

После разборки сборочные единицы промывают и подвергают визуальному контролю:

- Пружины, седло и шарик во всасывающем и нагнетательном клапанах;
- Целостность проводов и токоввода в головке электронасоса;
- Поверхность диафрагмы;
- Состояние эксцентрикового привода или кривошипно-шатунного механизма;
- Состояние элементов (валов, зубчатых колес, шестерен и подшипников) редуктора.

Кроме того, контролируют сопротивление изоляции проводов токовводов в головке электронасоса, радиальный и осевой люфт обоймы эксцентрика в эксцентриковом приводе или кривошипно-шатунного механизма, радиальный и осевой люфт валов редуктора [22].

При отсутствии дефектов сборочные единицы используют повторно для сборки электронасоса. Сборочные единицы с обнаруженными дефектами направляют на полную разборку. При обнаружении дефектов отдельных элементов во время полной разборки сборочной единицы, необходимый элемент заменяется на новый.

Полную разборку сборочных единиц электронасоса и их дальнейший ремонт производят в соответствии с руководством по ремонту. При сборке электронасоса сначала собирают отдельные сборочные единицы, затем из них собирается электронасос.

При этом необходимо [22]:

- Контролировать визуально внешний вид поверхностей и соединение резины диафрагмы. Нельзя допускать в сборку диафрагмы с дефектами на бурте и рабочих поверхностях и имеющие пузыри или отслоение резины;

- Проверять герметичность седла клапана в комплекте с шаром на специальном приборе из комплекта инструмента и приспособлений. Для этого седло устанавливают в прибор и прижимают его гайкой. Сжимая грушу, поднимают воду в стеклянной трубке до рабочей фаски седла, затем устанавливают шар на седло и отпускают грушу. Контроль осуществляют визуально по скорости снижения уровня воды в водомерном стекле прибора. При мгновенном (менее 1 с) падении уровня воды седло следует вернуть на доработку поверхности рабочей фаски;
- Проверять герметичность токовводов и внутренних полостей электронасосов вакуумированием с помощью вакуум-насоса при вакуумметрическом давлении 0,10-0,05 МПа в течение 2-3 мин. Контроль остаточного давления осуществляют по вакуумметру с классом точности из ряда 0,6; 1; 1,5 и верхним пределом измерения вакуумметрического давления 0,1 МПа. Нельзя допускать падение установившегося остаточного давления. Необходимо также осуществлять проверку вакуумированием токовводов на стенде до установки в электронасос или при помощи проставки для вакуумирования токоввода и электронасосов в обвязке для заполнения маслом непосредственно перед заполнением маслом;
- Контролировать герметичность мест соединения головки электронасоса с нагнетательным клапаном и с патрубком, а также патрубка с муфтой гидравлическими испытаниями. Испытания проводят выборочно при помощи спецпереводников водой давлением 17,5 МПа в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 10 мин. Течь через соединения не допускается;

После сборки электронасос заполняют маслом. Заполнение маслом электронасоса осуществляют при помощи вакуум-насоса.

## 6 Расчет параметров безотказности элементов диафрагменного насоса

Для диафрагменных насосов характерна возможность работы с флюидом с повышенным содержанием механических примесей. Это обусловлено тем, что почти все рабочие элементы насоса отделены от перекачиваемого флюида гибкой диафрагмой, кроме одного – клапанного узла. Всасывающий и нагнетательный клапаны, а также диафрагма напрямую контактируют с перекачиваемым флюидом и подвергаются износу в случае клапанной пары и усталостным нагрузкам в случае диафрагмы.

### 6.1 Расчет параметров безотказности клапанов диафрагменного насоса

Выполним расчет скорости относительного перемещения. Ввиду сложности определения скорости перемещения потока жидкости относительно шарика, примем допущение, что шарик всегда находится в верхнем положении, а жидкость омывает его с постоянной скоростью. Расчетная схема клапанного узла представлена на рисунке 6.1.1.

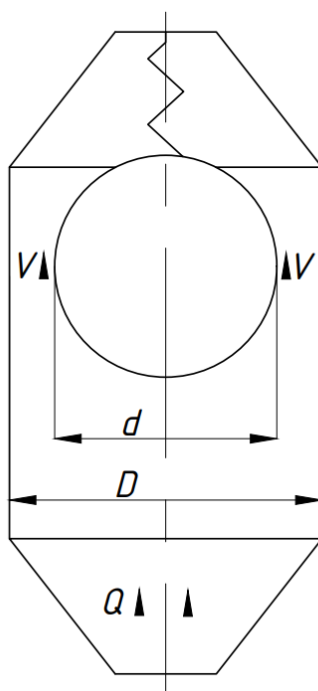


Рисунок 6.1.1 – Расчетная схема клапанного узла

Подача диафрагменного насоса:

$$Q = 40 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} = 463 * 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{сек}};$$

Площадь сечения кольцевого пространства клапана:

$$S = \frac{\pi * D^2}{4} - \frac{\pi * d^2}{4} = \frac{\pi * (30 * 10^{-3})^2}{4} - \frac{\pi * (25,4 * 10^{-3})^2}{4} = 75 * 10^{-5} \text{ мм}^2,$$

где  $D$  – диаметр канала клапана  $D = 30 * 10^{-3}$  м;

$d$  – диаметр шарика  $d = 25,4 * 10^{-3}$  м [23];

Скорость относительного перемещения:

$$V = \frac{Q}{S} = \frac{463 * 10^{-6}}{75 * 10^{-5}} \approx 0,6 \frac{\text{м}^3}{\text{сек}}.$$

Время работы клапанного узла принято исходя из средней наработки до отказа шарикового клапана [7].

Значение средней интенсивности изнашивания, среднеквадратического отклонения интенсивности изнашивания и среднеквадратичного отклонения начального размера шарика клапана принято исходя из нескольких итераций расчета по определению параметров безотказности клапанного узла для получения сопоставимых с реальными условиями работы клапанного узла диафрагменного насоса.

Для расчета параметров безотказности элементов диафрагменного насоса был принят нормальный закон распределения.

При уменьшении диаметра шарика на 3% во время его работы при износе, произойдет отказ клапана. Соответственно при расчете параметров безотказности клапанов при износе будем использовать коэффициент диаметра шарика  $k = 0,03$  [7].

Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Исходные данные для расчета параметров безотказности клапанов диафрагменного насоса

№	Параметр	Численное значение	Единицы измерения
1	Диаметр шарика клапана $d$	$25,4 \cdot 10^{-3}$ [23]	м
2	Среднее значение интенсивности изнашивания $J$	$2,5 \cdot 10^{-11}$	-
3	Скорость относительного перемещения $V$	0,6	м/с
4	Среднее квадратичное отклонение интенсивности изнашивания $S_j$	$4 \cdot 10^{-12}$	-
5	Среднее квадратичное отклонение начального размера $S_h$	$6,25 \cdot 10^{-2}$ [24]	мкм
6	Время работы $t$	500 [7]	суток

1. Расчет квантиля нормального распределения выполняется по формуле 6.1.1:

$$U_p = \frac{n - 1}{\sqrt{n^2 \vartheta_{\Delta}^2 + \vartheta_j^2}}, \quad (6.1.1)$$

где

$n$  - коэффициент запаса по износу;

$\vartheta_{\Delta}$  - коэффициент вариации размера детали;

$\vartheta_j$  - коэффициент вариации интенсивности изнашивания.

2. Определение коэффициент запаса по износу по формуле 6.1.2:

$$n = \frac{d * k}{J \cdot V \cdot t} \quad (6.1.2)$$

$$n = \frac{25,4 * 10^{-3} * 0,03}{2,5 * 10^{-11} * 0,6 * 500 * 24 * 3600} \approx 1,176;$$

3. Найдем коэффициент вариации интенсивности изнашивания по формуле 6.1.3:

$$\vartheta_j = \frac{S_j}{J} \quad (6.1.3)$$

$$\vartheta_j = \frac{4 * 10^{-12}}{2,5 * 10^{-11}} = 0,16;$$

4. Найдем коэффициент вариации размера детали по формуле 6.1.4:

$$\vartheta_{\Delta} = \frac{S_h}{d * k} \quad (6.1.4)$$

$$\vartheta_{\Delta} = \frac{6,25 * 10^{-8}}{25,4 * 10^{-3} * 0,03} = 8,2 * 10^{-5};$$

5. Квантиль нормального распределения вычисляется по формуле 6.1.1:

$$U_p = \frac{1,176 - 1}{\sqrt{1,176^2 * (8,2 * 10^{-5})^2 + 0,16^2}} = 1,1$$

6. По таблице 6.1.2 нормального распределения в зависимости от полученного значения квантиля  $U_p$  находим вероятность безотказной работы клапана:

Таблица 6.1.2 – Значения квантилей нормального распределения

$q$	$u_q$	$q$	$u_q$	$q$	$u_q$	$q$	$u_q$
0,50	0,000000	0,70	0,524401	0,90	1,281552	0,983	120072
51	025069	71	553385	91	340755	984	144411
52	050154	72	582842	92	405072	0,985	2,170090
53	075270	73	612813	93	475791	986	197286
54	100434	74	643345	94	554774	987	226212
0,55	0,125661	0,75	0,674490	0,95	1,644854	988	257129
56	150969	76	706303	96	750686	989	290368
57	176374	77	738847	97	880794	0,990	2,326348
58	201893	78	772193	971	895698	991	365618
59	227545	79	806421	972	911036	992	408916
0,60	0,253347	0,80	0,841621	973	926837	993	457263
61	279319	81	877896	974	943134	994	512144
62	305481	82	915365	0,975	1,959964	0,995	2,575829
63	331853	83	954165	976	977368	996	652070
64	358459	84	994458	977	995393	997	747781
0,65	0,385320	0,85	1,036433	978	2,014091	998	878162
66	412463	86	080319	979	033520	999	3,090232
67	439913	87	126391	0,980	2,053749		
68	467699	88	174987	981	074855		
69	495850	89	226528	982	096927		

Таким образом, имеем:

$$P_{\text{клапана}} = 0,86;$$

7. Найдем среднее значение наработки на отказ по формуле 5.1.5:

$$T_{\text{ср}} = \frac{d * k}{J * V * 86400} \quad (6.1.5)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{25,4 * 10^{-3} * 0,03}{2,5 * 10^{-11} * 0,6 * 86400} \approx 600 \text{ суток};$$

8. Для построения графиков необходимо задать среднее квадратичное отклонение  $S$ , значение которого примем равным 100.

Плотность нормального распределения задается по формуле (6.1.6):

$$f_n(t) = \frac{e^{-\frac{(t-T_{\text{ср}})^2}{2S_n^2}}}{S_n \sqrt{2\pi}} \quad (6.1.6)$$

Все графики были выполнены с помощью пакета Mathcad 15.

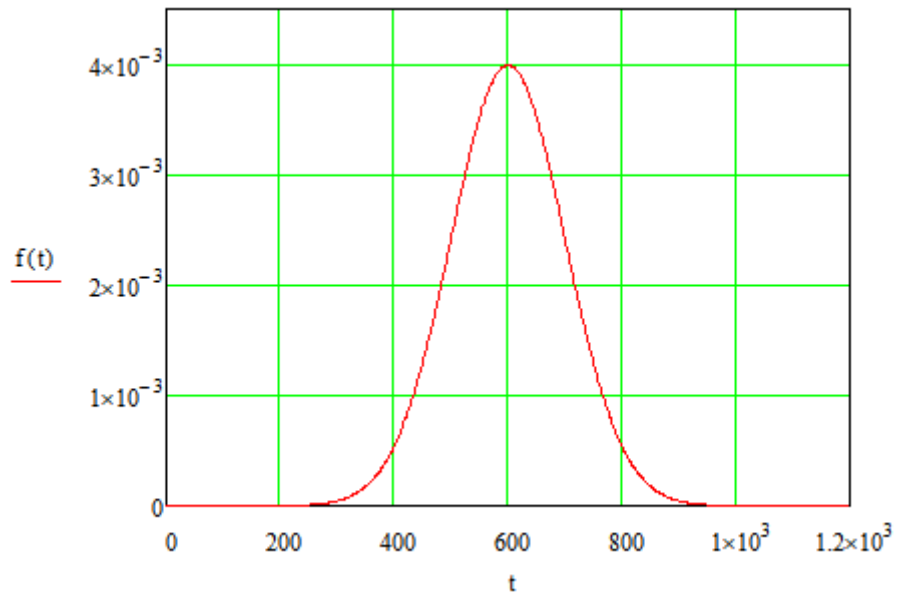


Рисунок 6.1.2 – Зависимость плотности распределения для всасывающего и нагнетательного клапана от наработки в сутках

Вероятность отказов клапанов описывается по формуле (6.1.7):

$$Q(t) = \int_0^t f(t) dt \quad (6.1.7)$$



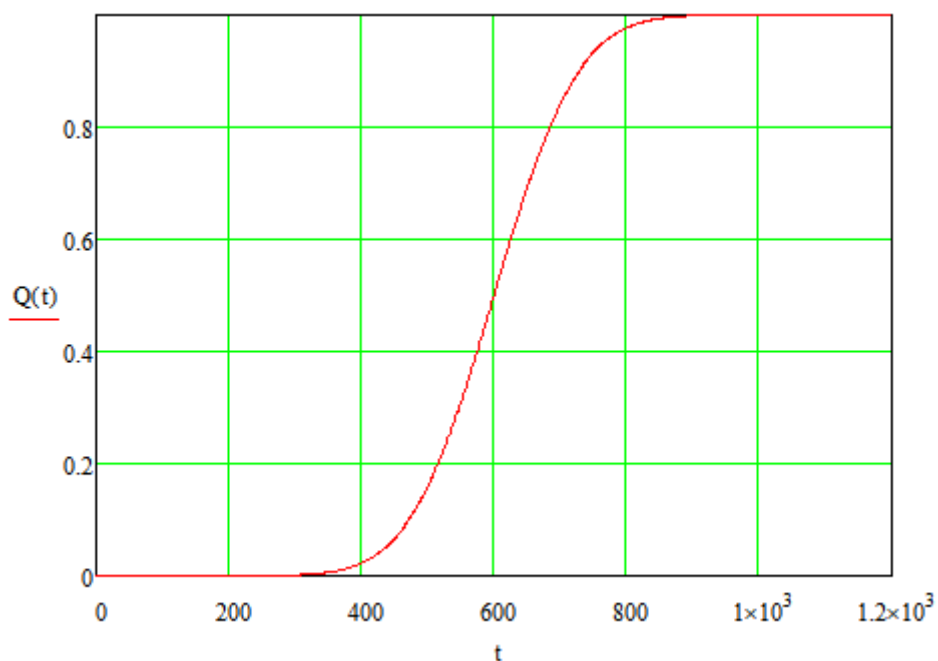


Рисунок 6.1.3 – Зависимость вероятности отказа всасывающего и нагнетательного клапана от наработки в сутках

Вероятность безотказной работы для всасывающего и нагнетательного клапана вычисляется по формуле (6.1.8):

$$P(t) = 1 - Q(t) \quad (6.1.8)$$

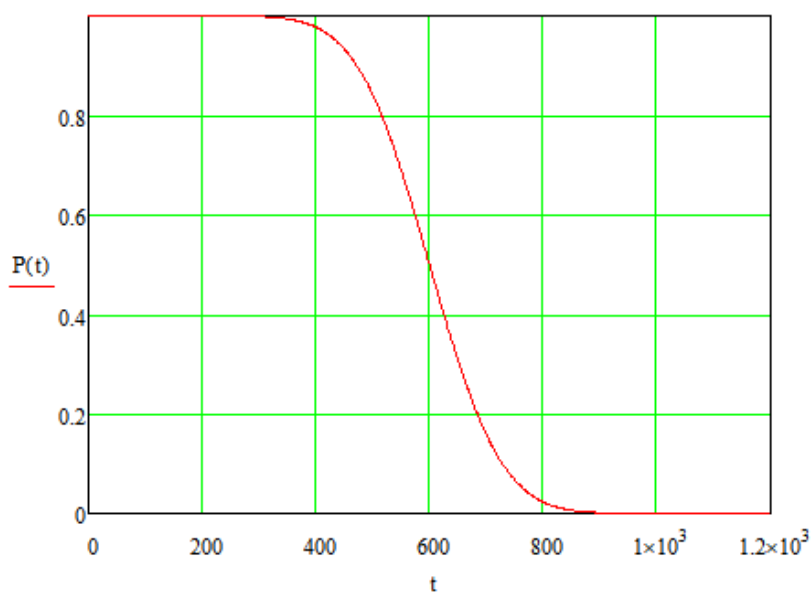


Рисунок 6.1.4 – Зависимость вероятности безотказной работы всасывающего и нагнетательного клапана от наработки в сутках

## 6.2 Расчет параметров безотказности диафрагмы насоса

В процессе работы насоса диафрагма испытывает циклические нагрузки. Ввиду этого, для расчета показателей безотказности необходимо знать количество циклов, которая она проработает до отказа.

Гарантийный срок службы диафрагменного насоса составляет 12 месяцев, соответственно среднюю наработку на отказ примем равную  $T_{cp} = 18$  месяцев. Для построения графиков необходимо задать среднее квадратичное отклонение  $S$ , значение которого примем равным 100. Аналогично применим для построения графиков формулы 6.1.6-6.1.8.

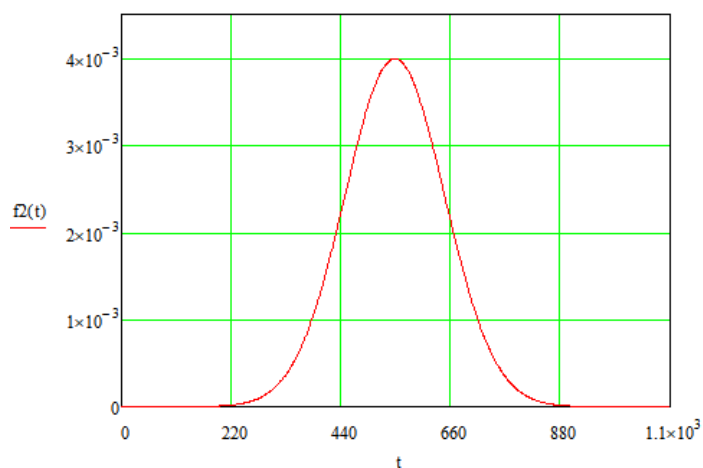


Рисунок 6.2.1 – Зависимость плотности распределения от наработки в сутках для диафрагмы

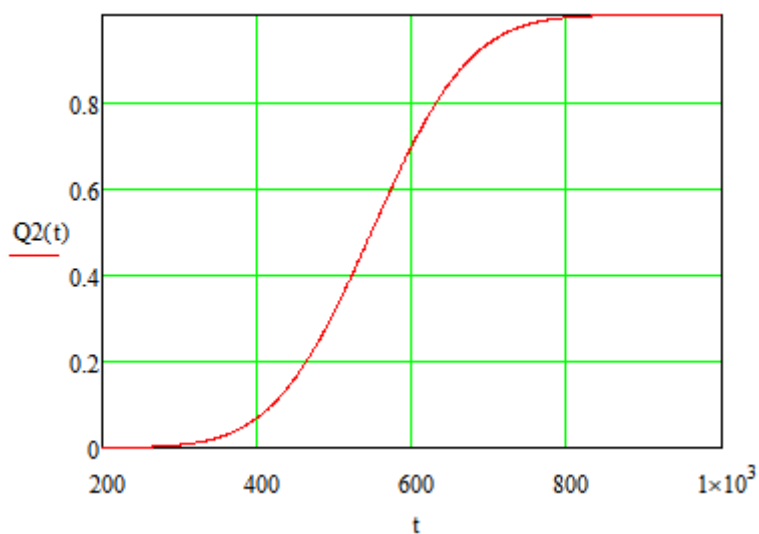


Рисунок 6.2.2 – Зависимость вероятности отказа диафрагмы от наработки в сутках

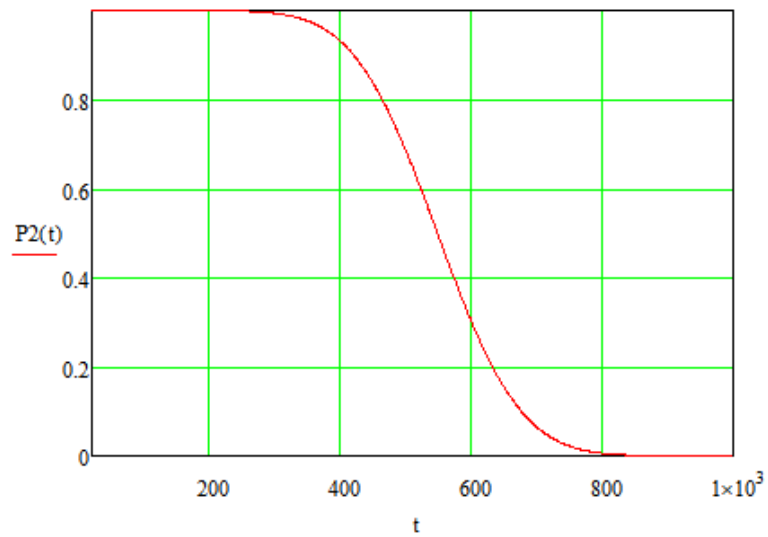


Рисунок 6.2.3 – Зависимость вероятности безотказной работы диафрагмы от наработки в сутках

## 7 Вероятность безотказной работы диафрагменного насоса

Так как всасывающий клапан, диафрагма и нагнетательный клапан в сборке насоса соединены последовательно, то отказ системы наступает в случае отказа хотя бы одного элемента, входящего в эту систему. Поэтому для безотказной работы такой системы необходимо чтобы каждый элемент (диафрагма + всасывающий клапан + нагнетательный клапан) работал безотказно.

Вероятность одновременной безотказной работы всех элементов определяется по теореме умножения вероятностей: вероятность совместного появления независимых событий равна произведению вероятностей этих событий.

$$P(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot P_3(t) \quad (7.1)$$

$P(t)$  – вероятность отказа системы: всасывающий клапан + диафрагма + нагнетательный клапан;

$P_1(t)$  – вероятность отказа всасывающего клапана;

$P_2(t)$  – вероятность отказа диафрагмы;

$P_3(t)$  – вероятность отказа нагнетательного клапана.

График зависимости вероятности безотказной работы диафрагменного насоса от времени, выполненный в системе Mathcad 15 представлен на рисунке 7.1.

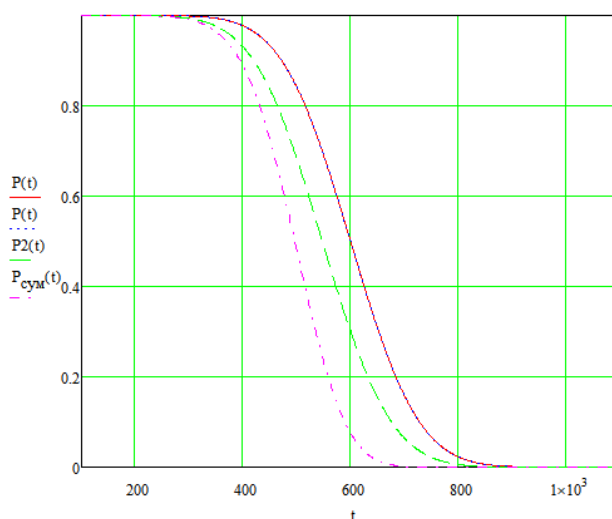


Рисунок 7.1 – Вероятность безотказной работы диафрагменного насоса

С помощью функции трассировки графика в программе Mathcad 15 можно определить вероятности безотказной работы отдельных деталей насоса.

Вероятность безотказной работы диафрагменного насоса в течение 12 месяцев по формуле (6.1) равна:  $P(12 \text{ мес}) = 0,948$ .

12 месяцев – средний гарантийный срок службы диафрагменного насоса.

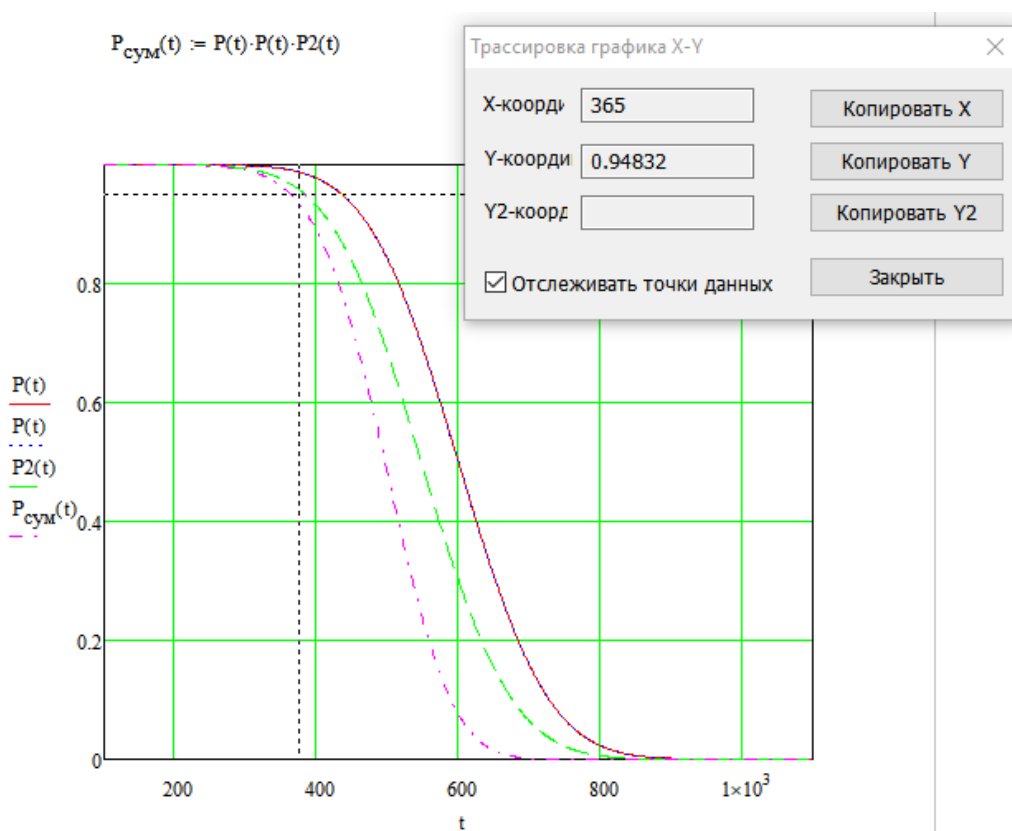


Рисунок 7.2 – Вероятность безотказной работы насоса в течении гарантийного срока службы

С помощью расчетной программы посчитаем среднюю наработку до отказа для диафрагменного насоса по формуле 7.2:

$$T_{1\text{cp}} = \int_0^{\infty} P(t) dt \quad (6.2)$$

получаем:

$$T_{1\text{cp}} = 500 \text{ суток.}$$

## 8 Задание показателей надежности диафрагменного насоса

Показатель надежности – количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта. Для оценки надежности объекта используются единичные и комплексные показатели.

Единичные показатели:

- вероятность безотказной работы;
- среднюю наработку до отказа;
- интенсивность отказов;
- параметр потока отказов;
- средний полный ресурс;
- полный срок службы;
- вероятность восстановления;
- средний срок сохраняемости.

Комплексные показатели:

- коэффициент готовности;
- коэффициент технического использования;
- коэффициент оперативной готовности;
- средние суммарные и удельные суммарные трудоемкости;
- стоимость технического обслуживания и ремонта.

Комплексные и единичные показатели надежности для диафрагменного насоса приведены в таблице 8.1.

Скважинный диафрагменный насос является восстанавливаемым оборудованием. Для него задают четыре свойства единичных показателей надежности: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, а также комплексный показатель – коэффициент готовности.

Таблица 8.1 – Свойства надежности и их показатели для диафрагменного насоса

<b>№</b>	<b>Свойства надежности</b>	<b>Показатели свойств</b>	<b>Нормы на показатели</b>
1	Безотказность	Средняя наработка до отказа, сутки, из пункта 6	500
2	Долговечность	Полный срок службы, t, лет (2 капитальных ремонта)	6
3	Ремонтопригодность	Коэффициент готовности	не менее 0,85
4	Сохраняемость	Средний срок сохраняемости, $x_{cp}$ , год	2

## 9 Основные проблемы, пути решения проблемы и предполагаемый результат

Основные проблемы:

Диафрагменный скважинный насос предназначен для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин с минимальным внутренним диаметром 121,7 мм. Проблема заключается в том, что в настоящее время переходят на скважины с обсадными колоннами меньшего диаметра, соответственно расположение диафрагменного насоса с механической трансмиссией в таких скважинах затруднено.

Также проблемой является то, что на данный момент времени в УЭДН используются редукторы с невысоким передаточным отношением, что в свою очередь приводит к слишком высоким значениям частоты двойных ходов при использовании высокооборотного асинхронного ПЭД и снижает долговечность гидравлической части насоса.

С другой стороны, при уменьшении частоты двойных ходов уменьшается подача насоса. В данном случае актуальность использования плоской диафрагмы гидравлической части насоса снижается, что приводит к необходимости применения новой конструкции.

Пути решения проблемы:

Существует несколько конструкций механических трансмиссий диафрагменных насосов. Чаще всего применяется редуктор с цилиндрическими колесами, однако он имеет существенные недостатки, такие как крупные габариты и низкое передаточное число.

Одним из направлений повышения эффективности работы скважинного диафрагменного насоса с механическим приводом является разработка рациональной схемы редуктора, обеспечивающего высокие технико – экономические показатели работы.

В настоящее время в диафрагменных насосах применяются различные конструкции диафрагм. Чаще всего применяются плоские диафрагмы,



которые в свою очередь не обладают достаточным диапазоном деформации, что приводит к необходимости уменьшения подачи насоса, либо к чрезмерным напряжениям в диафрагме и снижению долговечности гидравлической части насоса.

Одним из направлений повышения эффективности работы гидравлической части насоса является применение новой конструкции диафрагмы, например, цилиндрической или сильфонной.

Целями являются:

Совершенствование методики по уменьшению габаритов редуктора с увеличением передаточного числа, обеспечивающую высокие технико – экономические показатели работы диафрагменного насоса.

Разработка конструкции диафрагмы для увеличения подачи насоса при снижении частоты двойных ходов.

Предполагаемые пути решения:

- Патентный поиск существующих технических решений по данной проблеме;
- Анализ современных методик расчета и конструирования редукторов;
- Поиск рациональной схемы механизма;
- Проведение его прочностного расчета;
- Создание 3D-модели механизма с максимально возможными характеристиками и создание его рабочих чертежей;
- Проведение испытаний созданной методики и 3D-модели механизма;
- Анализ результатов испытаний.

## Выводы

В результате аналитического обзора современной научно-технической, методической литературы, диссертаций, а также патентов по теме научно-исследовательской работы можно сформулировать предполагаемый результат:

- Получение модернизированной методики по уменьшению габаритов редуктора с увеличением передаточного числа в диафрагменном насосе с механическим преобразователем;
- Получение 3D-модели механизма с малыми габаритами и высоким передаточным числом;
- Получение стенда для проведения испытаний и ввод его в эксплуатацию;
- Получение результатов испытаний в соответствии с заданием.

Также в рамках научно-исследовательской работы были проанализированы условия работы и возможные причины отказов и предельных состояний диафрагменных насосов. Представлена структура ремонтного цикла, эксплуатации и ремонта. Для диафрагменного насоса были заданы показатели надежности, которые характеризуют свойства надежности.

Был проведен расчет характеристик безотказности системы «всасывающий клапан + диафрагма + нагнетательный клапан» с использованием системы Mathcad 15.

## Список использованных источников

1. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи. - Экспертная статья ОКБ «Гамма». - Режим доступа: <https://okb-gamma.ru/expert/articles/hard-to-recover-oil-reserves-and-problems-of-their-production/>.
2. Скважинные насосные установки для добычи нефти. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. — Учебное пособие. -М.: Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. — 824 с.
3. Каталог нефтепромыслового оборудования АО «Ижевский электромеханический завод «КУПОЛ», АО «НПО «ИМЕКС» Электронасос погружной диафрагменный серии ЭДН5 Р (ЦК6033.00.00.000)
4. Насосное оборудование «ENCEGmbH». - Режим доступа: [http://www.ence-pumps.ru/membrannye\\_nasosy.php](http://www.ence-pumps.ru/membrannye_nasosy.php)
5. Ивановский В.Н. Энергетика эксплуатации скважин механизированными способами, выбор способа эксплуатации, пути повышения энергоэффективности. Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – Режим доступа: <https://shly.link/KsnH6>
6. Принцип работы мембранного (диафрагменного) насоса. Компания «PlastTime». - Режим доступа: <https://shly.link/NGCBk>
7. Диссертация «Исследование работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок». Долов Т.Р., М.: РГУ нефти и газа, 2017г.
8. Диссертация «Повышение эффективности скважинных диафрагменных насосных установок путем совершенствования привода». Кривенков С.В., М: РГУ нефти и газа, 1994г.
9. Патент SU 1399501 А1. «Погружной диафрагменный насос с электроприводом». Ивановский Николай Фролович, Ивановский Владимир Николаевич.

10. Патент RU 6847 U1. «Погружной диафрагменный электронасос с вибрационным приводом». Карачев А.С.
11. Патент RU 2044160 C1. «Погружной диафрагменный электронасос». Колмаков Иван Алексеевич.
12. Патент RU 103144 U1. «Погружной скважинный диафрагменный насос». Болотов Константин Павлович, Абросимова Светлана Альбертовна, Исупов Сергей Васильевич.
13. Патент RU 2062906 C1. «Погружной диафрагменный электронасос». Колмаков Иван Алексеевич.
14. Материалы мембран для мембранных (диафрагменных насосов). Системы водоподготовки «Dosings Pumps». - Режим доступа: <https://shly.link/EpjMC>
15. Дефекты клапанов и причины их возникновения. Бесплатная студенческая библиотека «Studwood». – Режим доступа: <https://shly.link/jRX76>
16. Русов В.А. Диагностика дефектов вращающегося оборудования по вибрационным сигналам. Пермь 2012г. 198 стр.
17. Неисправности, способы (методы) ремонта цилиндрических редукторов, возможная (вероятная) причина. Компания «Рязань-привод». – Режим доступа: <https://shly.link/54p4C>
18. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения
19. Руководство по эксплуатации ПДН.01.00.00.000 РЭ. «Насосы плунжерно-диафрагменные типа ПДН». – Режим доступа: <https://shly.link/9q4Fd>
20. Регламент по расследованию причин отказов внутрискважинного насосного оборудования механизированного фонда скважин. Режим доступа - <https://clck.ru/SdkRt>
21. Научные подходы к повышению надежности УЭЦН. Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» Режим доступа - <https://shly.link/HidS5>

22. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи - Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. - 691 с ил.
23. Шарики из нержавеющей стали для клапанов или подшипников. – Режим доступа: <https://shly.link/uC62y>
24. Каталог компании Schaeffler Group Industrial. Тела качения. Режим доступа - <https://shly.link/vU62a>