

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАПОРНОСТИ СТУПЕНИ ПОГРУЖНОГО
ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

УДК 622.276.53.054.23-048.35

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|---------|------|
| 3 – 2Б33Т | Асатов Абдуазиз Абдурашидович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Вазим Андрей Александрович | к.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Гуляев Милий Всеволодович | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав.кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------|--------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Чернова Оксана Сергеевна | к.г.–м.н. | | |

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой _____
 (Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б33Т | Асадову Абдуазизу Абдурашидовичу |

Тема работы:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАПОРНОСТИ СТУПЕНИ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | |
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Исходные данные к работе: | Пакет технической, технологической, информации по технологиям эксплуатации электроцентробежными насосами. Фондовая и научная литература. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов: | Анализ работы центробежных насосов. Техническая эксплуатация рабочих колес в конструкции центробежного насоса при добыче нефти. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность. |

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

| Раздел | Консультант |
|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович |
| «Социальная ответственность» | Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках: | |
| Анализ работы центробежных насосов | |
| Техническая эксплуатация рабочих колес в конструкции центробежного насоса при добыче нефти | |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Социальная ответственность | |
| Заключение | |
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | |

Задание выдал руководитель:

| Должность | Ф.И.О. | Учёная степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|---------|------|
| 3 – 2Б33Т | Асадов Абдуазиз Абдурашидович | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 77 страниц, 8 таблиц, 16 рисунка, 16 источников.

Ключевые слова: анализ, установка электроцентробежных насосов, добыча нефти, рабочее колесо, внедрение.

Объектом исследования является установка электроцентробежных насосов. Цель работы – Проанализировать историю разработки электроцентробежных насосов и необходимость дополнительной модернизации в конструкции открытого рабочего колеса. Проанализировать причины отказов погружных установок электроцентробежных насосов при добыче нефти. Выбрать наиболее оптимальную модернизацию рабочего колеса, которая повысит эффективность добычи нефти. В процессе исследования рассматривались вопросы повышения эффективности рабочего колеса УЭЦН.

В результате исследования сделан вывод о подборе оптимального рабочего колеса УЭЦН.

Область применения: установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ВЭД – вентильный электродвигатель;

ЭТК – энерготехнологический комплекса;

ЭМС – электромагнитная совместимость;

КПД – коэффициент полезного действия;

ННО – наработка на отказ;

СНО – средняя наработка на отказ;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЗСП – зона свободного перетока;

ЭТК – электротехнический комплекс;

КЛ – кабельная линия;

СУ – станция управления;

ЧРП – частотно регулирующийся привод;

ПУ – предвключенное устройство;

ОПИ – опытно - промышленные исследования;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ТП – трансформаторная подстанция;

КТППН – комплектная трансформаторная подстанция для погружных насосов

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| 1 АНАЛИЗ РАБОТЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ | 9 |
| 1.1 История создания центробежных насосов на водонефтяных смесях..... | 9 |
| 1.2 Анализ отказов электроцентробежных насосов | 11 |
| 1.3 Краткая характеристика осложнений в работе электроцентробежных насосов..... | 13 |
| 2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАБОЧИХ КОЛЕС В КОНСТРУКЦИИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ | 18 |
| 2.1 Назначение и устройство ступеней рабочего колеса | 18 |
| 2.2 Принцип действия рабочего колеса | 22 |
| 2.3 Конструктивные особенности рабочих колес центробежных насосов | 23 |
| 2.4 Надежные центробежные установки с малой подачей для добычи нефти в осложненных условиях..... | 26 |
| 2.5 Модернизация конструкции рабочего колеса | 27 |
| 2.6 Порошковая технология изготовления ступеней погружных насосов..... | 32 |
| 2.7 Обеспечение радиальной устойчивости валов погружных насосов в осложненных условиях эксплуатации | 33 |
| 2.8 Методика расчета рабочего колеса электроцентробежного насоса | 36 |
| 2.9 Эксплуатационные испытания износостойких насосов..... | 40 |
| 3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 45 |
| Введение..... | 45 |
| Расчёт дополнительной добычи | 46 |
| Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений | 47 |
| Расчёт эксплуатационных затрат..... | 48 |
| Расчет экономического эффекта мероприятия | 51 |
| 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 56 |
| 4.1 Производственная безопасность при организации работ и обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов..... | 56 |
| 4.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов и мероприятий по их устранению | 57 |
| 4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятий по их устранению (техника безопасности) | 63 |
| 4.2 Экологическая безопасность..... | 65 |
| 4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 67 |
| 4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 71 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 73 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 74 |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время очень развита нефтедобыча. Однако дальнейшая эксплуатация скважин возможна лишь при модернизации процесса добычи нефти, из-за ухудшения эксплуатационных условий. На многих нефтедобывающих месторождениях мира нефть добывают насосным способом, который является одним из перспективных методов.

Погружной центробежный насос является главным элементом нефтедобывающих установок и представляет собой набор определенного числа ступеней (рабочее колесо, направляющий аппарат).

Большой проблемой при работе с насосами в осложненных скважинах является изменение ее технико-экономических показателей.

Факторов влияющих на работу электроцентробежных насосов очень много, начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Все они приводят к резкому снижению эффективности работы. Поэтому становится актуальным разработки по повышению показателей работы насоса. Все факторы, которые влияют на работу насосов можно разделить на группы.

Геологический фактор – это газ, вода, отложение солей и парафина, наличие мех примесей в добываемой из пласта жидкости.

И фактор, обусловленный конструкцией скважины или самим насосом. К нему относится диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, большая глубина подвески, исполнение узлов и деталей УЭЦН. В зависимости от того, какое воздействие они производят на технико-экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и с отрицательным действием.

С момента создания, электроцентробежные насосы не претерпели каких – либо значительных изменений. Изменению подвергались лишь отдельные части насоса, которые чаще других вызывают неполадки.

Целью ВКР является анализ повышения эффективности добычи нефти установками электроцентробежных насосов на базе модернизации рабочего

колеса, являющейся основным конструктивным элементом насосного оборудования.

1 АНАЛИЗ РАБОТЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

1. 1 История создания центробежных насосов на водонефтяных смесях

В конце XIX века в Тбилиси (Тифлисе) в семье предпринимателя Саркиса Казаровича Арутюнова родился сын Армаис. Армянин, выросший в Грузии и окончивший русскую гимназию. Получив хорошее образование – как домашнее, так и государственное высшее (петербургский институт Армаис окончил досрочно за три года). Увлекался электротехникой – новым и модным тогда направлением.

Разрабатывать погружной электродвигатель он начал уже в 16 лет, собирая его собственноручно. В 1911 году Армаис Арутюнов организывает собственную фирму, назвав ее «Российское Электрическое Динамо Компании Арутюнова».

В то время считалось, что нельзя сделать электродвигатель малого диаметра и большой мощности, который можно было использовать при скважинной добычи нефти. Однако Армаис нашел решение. Чтобы развить достаточную мощность, необходимо, чтобы электродвигатель работал на высоких скоростях. В создаваемом проекте конструкции скважинного насосного агрегата Арутюнов установил электродвигатель под насосной частью – такая схема работы позволяла охлаждать двигатель в потоке движущейся вверх нефти.

Разработка погружного двигателя была им закончена в 1916 году. В этом же году Арутюнов переделывает существующий центробежный насос: направляющий аппарат ступени, стоящий вне рабочего колеса, он размещает за ним. Это приводит к увеличению диаметра рабочего колеса, за счет этого увеличился напор ступени. Затем Арутюнов объединяет оба своих инновационных решения, присоединив скважинный насос к погружному электродвигателю.

Испытания первого образца этого агрегата были проведены на территории сталелитейного завода в Екатеринославле (Днепропетровский металлургический

завод). Причем применен он был в нестандартных условиях и необычным образом: мало того, что на поверхности, в горизонтальном положении и с использованием стенда. Однажды на этом заводе случился сильный пожар. Пожарные не могли справиться с пламенем, в результате огонь охватил большую территорию. Тогда один из инженеров Арутюнова подвесил опытный образец скважинного электронасоса в горизонтальное положение и стал качать огромные объемы воды, отбросив таким образом пламя и затушив пожар. Благодаря этой истории Армаис Арутюнов получил широкую известность.

В 1919 году Арутюнов уезжает в Германию, там он регистрирует предприятие с тем же названием, но на иностранный манер: Russian Electrical Dynamo of Arutunoff (REDA). Но в Германии нефти мало и в 1923 году Арутюнов уезжает в США.

После неудачных переговоров в Лос-Анджелесе Арутюнов переехал в штат Оклахома. Где ему удалось выйти на руководство Phillips Petroleum Company и договорился о тестировании своего инновационного оборудования. В 1928 году в городе Бартлсвилл Арутюнов основывает кампанию Bart Manufacturing Company (которую в 1930-м переименовал в «REDA Pump»).

С тремя сотрудниками Армаис изготовил и установил первый погружной насос на скважину Эль-Дорадо поблизости от города Бернс (штат Канзас). С этого момента погружные скважинные насосы появились в нефтяном промысле, а основная инновационная составляющая этого агрегата – погружной двигатель до сих пор не потерял своего значения.

Во время Второй мировой войны в 1943 году СССР по ленд-лизу США поставили 53 погружных скважинных насосных агрегата для нефтедобычи фирмы REDA. По принятой в СССР практике оборудование было всесторонне изучено. Руководил их изучением выдающийся инженер Александр Анатольевич Богданов. А 27 сентября 1950 года Министром нефтяной промышленности Н. К. Байбаковым подписан приказ «Об организации производства бесштанговых насосов и о внедрении их в нефтяную

промышленность». Речь в нем шла о создании особого конструкторского бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН). Начальником был назначен А. А. Богданов.

В стенах ОКБ и произошла первая точка буферизации, которая разделила дальнейшие судьбы погружных скважинных насосов на нефтяные ЭЦН, топливные ЭЦТ, артезианские ЭЦВ и насосы для добычи урана.

Первая отечественная установка УЭЦН с насосом ЭН-700-300 (номинальная подача 700 м³/сут, напором 300 м) была создана в ОКБ БН в рекордно короткие сроки и спущена 20 марта 1951 года в скважину № 18/11 треста «Октябрьнефть» объединения «Грознефть».

Первоначально интерес к ступеням с открытыми рабочими колесами возник в связи с возможностью сокращения металлоемкости и монтажной высоты ступеней путем удаления одного или обоих дисков центробежного рабочего колеса обычной конструкции. Это позволило уменьшить длину насоса на 20–50%.

1. 2 Анализ отказов электроцентробежных насосов

В нефтегазодобывающих предприятиях Западной Сибири применяют УЭЦН производства ОАО «АЛНАС», ОАО «Лемаз», ООО «Борец», «Новомет» и некоторых других заводов с подачей жидкости от 25 до 500 м³ в сутки. Из импортных установок наибольшее распространение получили УЭЦН компании REDA. Анализ работоспособности УЭЦН показал, что при эксплуатации УЭЦН выходит не по предельному износу, а в результате разрушения ее составных частей. Рассмотрим наиболее частые отказы УЭЦН по ОАО «ТНК-Нижневартовск» за 2015 год.

Таблица 1 - Анализ отказов электроцентробежных насосов

| № | Причины | Кол-во | % |
|-------|-------------------------------------------|--------|------|
| 1 | Механическое повреждение питающего кабеля | 16 | 8.5 |
| 2 | Засорение мех. примесями | 60 | 32 |
| 3 | Соли | 6 | 3.1 |
| 4 | Проппант | 29 | 15.4 |
| 5 | Негерметичные НКТ | 3 | 1.6 |
| 6 | Прочие | 3 | 1.6 |
| 7 | Бесконтрольная эксплуатация | 1 | 0.5 |
| 8 | Износ рабочих колес | 56 | 30 |
| 9 | Отказ гидрозащиты | 1 | 0.5 |
| 10 | Бесконтрольной вывод на режим | 1 | 0.5 |
| 11 | Отказ кабеля | 6 | 3.1 |
| 12 | Некачественная подготовка скважины | 1 | 0.5 |
| 13 | Причина не установлена | 0 | 0 |
| 14 | Некачественный монтаж | 1 | 0.5 |
| 15 | Высокий газовый фактор | 2 | 1 |
| 16 | Коррозия | 0 | 0 |
| 17 | Отказ ЭЦН | 2 | 1 |
| Итого | | 188 | |

Исходя, из данных таблицы 1 следует, что наибольшее количество отказов приходится на рабочее колесо УЭЦН. В тоже время такие факторы как высокий газовый фактор, соли, засорение механическими примесями и т. д. связаны с износом рабочего колеса.

1. 3 Краткая характеристика осложнений в работе электроцентробежных насосов

Влияние отложения солей на электроцентробежные насосы

Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ (солей), накапливающихся на стенках скважин и подъемных трубах, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Накопление солей осложняет добычу нефти, приводит к неисправности дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, и в итоге – к значительному недобору и потерям добычи нефти.

Анализ проб, взятых с рабочих органов, отказавших ЭЦН показывает, что появление соли происходит в результате разложения воды, присутствующей в пластовой жидкости, в результате ее нагрева. Повышение температуры перекачиваемой пластовой жидкости можно объяснить работой УЭЦН с низкими динамическими уровнями, а также спуском высоконапорных УЭЦН на большую глубину. Глубокая откачка приводит к резкому снижению забойного давления. При снижении забойного давления ниже давления насыщения, происходит процесс выделения паров (холодное вскипание жидкости). Откачка жидкости может производиться до 50 метров над приемной сеткой, а глубокая откачка, как мы знаем, может привести к чрезмерному нагреву перекачиваемой жидкости. Также смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава может привести к образованию солеобразующих соединений и агрессивной среды.



Рисунок 1- Отложение солей на рабочем колесе центробежного насоса

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин».

Влияние механических примесей и пропанга на электроцентробежные насосы

Механические примеси являются одним из главных осложняющих факторов, которые препятствует длительной нормальной эксплуатации электроцентробежных насосов на нефтедобывающих скважинах Российской Федерации. Основной ущерб погружному оборудованию механические примеси наносят двумя способами: посредством засорения рабочих органов насосов и за счет истирания их свободных и соприкасающихся поверхностей.



Рисунок 2 – Засорение и износ рабочих колес центробежного насоса

Вынос механических примесей: пропанта и песка обычно обусловлен воздействием фильтрационного потока на продуктивный пласт. При низких скоростях фильтрации силы сцепления между частицами превосходят силы гидродинамического давления. Поэтому выноса механических частиц не наблюдается. С увеличением скоростей фильтрации силы гидродинамического давления разрушают структурные связи между частицами или агрегатами последних. К настоящему времени отсутствует универсальная механическая теория, способная прогнозировать вредное влияние механических примесей на работу насосного оборудования.

Применение специальных средств защиты скважины и подземного оборудования от механических примесей (фильтры, сепараторы, износостойкое исполнение насосов) снижает эффект их вредного воздействия, но полностью их не устраняет.

Влияние газового фактора на работу электроцентробежного насоса

Одним из основных факторов, влияющих на работу УЭЦН, является газовый фактор. Газовый фактор имеет большое значение при выборе способа эксплуатации электроцентробежного насоса. Погружной центробежный насос

достаточно чувствителен к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. В зависимости от количества свободного газа фактические характеристики насоса деформируются, а при определенном газосодержании насос прекращает подавать жидкость (срыв подачи).

Стабильная работа УЭЦН осуществляется при содержании свободного газа на входе в насос от 5% до 25% в зависимости от типоразмера насоса, при увеличении количества свободного газа происходит ухудшение работы насоса. Газированная жидкость в некоторых случаях, если среда тонкодисперсная и наличие свободного газа не превышает допустимого, может положительно влиять на работу насоса т.к. происходит уменьшение плотности и вязкости откачиваемой смеси. Но, чаще всего, происходит частичное или полное запыление каналов рабочих колес в насосе при большом содержании газа, которое приводит к снижению подачи насоса, снижению наработки насоса на отказ. В некоторых случаях может происходить выход из строя погружного электродвигателя из-за плохого его охлаждения за счет отсутствия потока жидкости.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН:

- Создание на приеме насоса давления, равного давлению насыщения нефти газом или близкого к нему. Этот метод широко распространен, так как прост технологически и организационно, но является неэкономичным, поскольку для его осуществления требуется спуск насоса на большие глубины, соизмеримые с глубиной скважины. Последнее связано с затратами на насосно-компрессорные трубы, кабель, электроэнергию и спускоподъемные операции, а иногда и невыполнимо по техническим причинам.

- Применение сепараторов. Метод предусматривает установку на приеме насоса специальных устройств, разделяющих жидкость и газ, и выброс последнего в затрубное пространство.

- Использование диспергаторов. Применение диспергаторов позволяет увеличить допустимое значение объемного газосодержания на приеме от 0,10

до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры тонкодисперсной среды. Диспергаторы устанавливаются как вне, так и внутри насоса взамен нескольких рабочих ступеней. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

- Принудительный сброс газа из затрубного пространства. В процессе эксплуатации скважины часть газа сепарирует из жидкости в области приема в затрубное пространство. Накапливаясь в нем, газ может оттеснить жидкость до приема насоса и, попадая в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Сброс газа из затрубного пространства происходит путем применения автоматически работающих устьевых или скважинных обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно.

- Применение комбинированных (конических) насосов. «Вредное» влияние газа уменьшается, если на приеме серийного насоса некоторое число ступеней заменить ступенями большей подачи. Обладая большим объемом каналов, эти ступени обеспечивают большее поступление на прием газожидкостной смеси. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, чем и достигается оптимальная подача насоса.

2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАБОЧИХ КОЛЕС В КОНСТРУКЦИИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

2.1 Назначение и устройство ступеней рабочего колеса

В конструкции центробежного насоса рабочее колесо является необходимым звеном. Его основное назначение – это передача энергии от вращающего вала к жидкости. То есть является генератором центробежной силы, с помощью которой создается давление, приводящее в движение поток жидкости.

Погружной многоступенчатый центробежный насос представляет собой набор большого числа ступеней - рабочих колес и направляющих аппаратов, заключенных в стальной корпус в виде трубы. Рабочие колеса и направляющие аппараты собираются на одном валу, который поддерживается осевой опорой.

Направляющие аппараты, представляющие собой единый пакет, опираются на основание и закреплены от проворота в корпусе верхним подшипником.

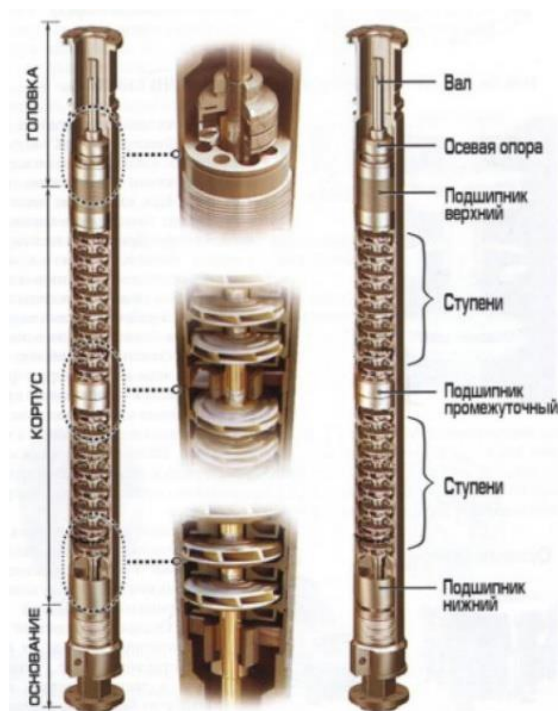


Рисунок 3 – Устройство ступени рабочего колеса

Рабочие колеса посажены на вал при помощи шпонки, которая входит в паз вала и в паз каждого колеса. Такая конструкция позволяет передать вращение от вала к рабочим колесам.

Различают следующие схемы сборки насосов:

- с «плавающим» типом рабочих колес,
- «компрессионная» сборка,
- «пакетная» сборка.

НАСОСЫ С «ПЛАВАЮЩИМ ТИПОМ» РАБОЧИХ КОЛЕС.

В насосах такой конструкции, рабочие колеса не фиксированы на валу и могут перемещаться вдоль вала между двумя направляющими аппаратами, то есть «плавать». Вал, который не несет на себе нагрузку от колес, подвешивается на осевой опоре. При работе насоса, каждое рабочее колесо, опирается нижним диском на кольцевой бурт направляющего аппарата.

Для уменьшения силы трения в нижний диск рабочего колеса запрессована опорная шайба из износостойкого материала (текстолит, карбонит и т.п.). Учитывая, что на некоторых режимах работы насоса (например, пусковой режим) рабочее колесо может «всплыть», т.е. переместиться до опорного бурта верхнего направляющего аппарата, в верхний диск колеса также запрессовывается опорная шайба. Таким образом, осевое усилие от каждого рабочего колеса (собственный вес колеса, перепад давления между верхней и нижней частью колеса и т.д.) передается на соответствующий направляющий аппарат, и далее воспринимается корпусом насоса.

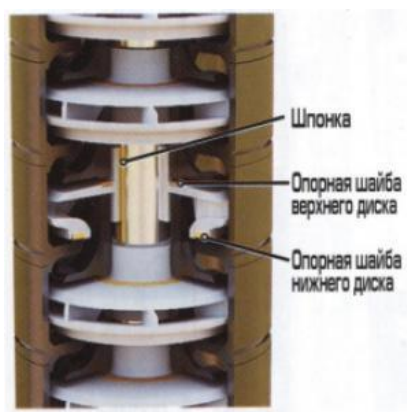


Рисунок 4 – Насос с «плавающим типом» рабочих колес в разрезе

Осевое усилие от вала насоса (собственный вес вала, давление на верхний торец вала, осевое усилие от прихваченных к валу колес и т.д.) воспринимается осевой опорой вала. Осевая опора состоит из пяты и подпятника, каждая из которых представляет собой, установленную в металлическую обойму, шайбу из бельтинга, силицированного графита или керамики.

Пята через шпонку посажена на вал и удерживается в осевом направлении посредством дистанционного и стопорного кольца. Подпятник опирается на верхний подшипник, а за счет паза входящего в отверстие верхнего подшипника, удерживается от проворота. Осевая сила от вала передается пятой через стопорное и дистанционное кольцо подпятнику. При работе насоса, жидкость из верхнего подшипника, по зазору между втулкой и подпятником, поступает к центральной части пяты. При вращении пяты жидкость по канавкам нагнетается в зазор между плоскими частями подпятника и пяты. Таким образом, подпятник скользит по слою жидкости.

Основным недостатком такой конструкции является подверженность осевой опоры воздействию механических примесей. Поэтому в настоящее время заводы-изготовители погружного оборудования выпускают насосы без осевой опоры вала в секциях. В таких насосах восприятие осевого усилия от вала осуществляется: пятой протектора гидрозащиты, осевой опорой специального входного модуля или осевой опорой газосепаратора.

Поперечные (радиальные) усилия, возникающие при работе насоса, воспринимают радиальные подшипники. В каждой секции насоса обычного исполнения вал вращается в двух подшипниках - верхнем и нижнем. Для предотвращения изгиба и сохранения прямолинейности вала в насосах износостойкого исполнения устанавливаются промежуточные радиальные подшипники.

В усовершенствованных конструкциях насосов радиальные подшипники размещают в направляющих аппаратах, что позволяет отказаться от установки промежуточных подшипников и сэкономить полезное пространство для дополнительных ступеней.

«КОМПРЕССИОННАЯ» СБОРКА СЕКЦИЙ НАСОСА.

В таких насосах за счет точной подгонки высоты ступиц рабочих колес, обеспечивается их соприкосновение друг с другом. Такая «гребенка» колес фиксируется на валу. Таким образом, осевое усилие от каждого рабочего колеса передается на вал. Для восприятия такой осевой нагрузки требуется усиленная осевая опора, разместить которую в насосе не представляется возможным. Поэтому вся осевая нагрузка от вала насоса передается на пята гидрозащиты.

Преимущества «компрессионной» сборки: применение в условиях повышенного содержания механических примесей в добываемой продукции; разгрузка дисков рабочих колес от осевой нагрузки (в некоторых случаях опорные шайбы рабочих колес могут отсутствовать).

Недостатком «компрессионной» сборки является сложность монтажа. Так как для того чтобы рабочие колеса не соприкасались с направляющими аппаратами, при монтаже насоса осуществляется подгонка зазора в рабочих ступенях за счет установки специальных калиброванных пластин между валами в шлицевых муфтах.

«ПАКЕТНАЯ» СБОРКА СЕКЦИЙ НАСОСА.

В таких насосах несколько рабочих колес и направляющих аппаратов (от 3 до 10 пар) собираются в пакеты, при этом высота ступиц рабочих колес подобрана таким образом, чтобы между колесами был небольшой зазор. Особенностью такой сборки является способность насоса, точнее, отдельных его элементов, менять свои функции в зависимости от режимов работы, параметров перекачиваемой среды и интенсивности износа. Рабочие колеса, изначально установленные «плавающими», по мере износа опорных шайб начинают передавать свою осевую нагрузку на нижние колеса, образуя «гребенку», характерную для компрессионных ступеней. В результате весь пакет начинает передавать суммарную осевую нагрузку на специальную осевую опору, установленную в нижней части каждого пакета. В этом положении нагрузка с опорных шайб колес снимается, и их износ практически прекращается, при этом

протечки между ступенями минимальны, поскольку зазоры в уплотнениях близки к нулю.

«Пакетная» сборка обладает всеми преимуществами «компрессионной» сборки и лишена её главного недостатка - не требует подгонки при монтаже, что существенно уменьшает время монтажа и возможность ошибок монтажника.

Учитывая глубину, с которой приходится поднимать жидкость, а также противодействие, которое необходимо преодолеть насосу при транспортировке жидкости до ДНС, в насосе приходится устанавливать большое количество ступеней (до 650 штук). При размещении такого количества ступеней в одном корпусе его длина достигала бы 20 м, что затрудняло бы его изготовление, транспортировку и монтаж на скважине. Поэтому высоконапорные насосы состоят из нескольких секций (модулей), длиной не более 6 м (примерно 120-200 ступеней).

Для соединения секций насоса используются следующие типы соединений:

- соединение «фланец-фланец»;
- соединение «фланец-корпус»;
- соединение «фланец-корпус» с дополнительным подшипником.

Соединение «фланец-корпус» обеспечивает более высокую прочность межсекционного соединения по сравнению с соединением «фланец-фланец» (уменьшение концентраторов напряжения, увеличенная толщина стенки головки, уменьшающая абразивный износ межсекционного соединения).

Соединение «фланец-корпус» с дополнительным подшипником (в головке секции встроен подшипник) способствует снижению уровня вибрации насоса.

2.2 Принцип действия рабочего колеса

Принцип действия рабочего колеса следующий:

- жидкость, засасываемая через приемный фильтр, в начале рабочего цикла скапливается между лопастями;

- с началом вращения крыльчатки одновременно начинает вращаться и жидкость, под действием которого она приобретает скорость и давление;
- под давлением жидкость отходит от центра рабочего колеса и начинает прижиматься к стенкам насоса;
- жидкость под напором выходит наружу через нагнетательный патрубок;
- в этот момент в центре крыльчатки создается минимальное давление, которое способствует поступлению к рабочему колесу новой порции жидкости.

Центробежные насосы рассчитаны на большую скорость вращения вала.

2.3 Конструктивные особенности рабочих колес центробежных насосов

Каждая ступень насоса состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата. Рабочее колесо состоит из двух дисков - нижнего, в виде кольца с отверстием большого диаметра в центре, и верхнего - сплошного диска со ступицей, через которую проходит вал. Между дисками, соединяя их в единую конструкцию, находятся лопасти, плавно изогнутые в сторону, противоположную направлению вращения колеса.



Рисунок 5 – Строение рабочего колеса

Направляющий аппарат состоит из диффузора, в виде стакана с отверстием большого диаметра в центре, и диска с отверстием, диаметр которого чуть больше диаметра втулки рабочего колеса. [направляющий аппарат] Между диффузором и диском, соединяя их в единую конструкцию, находятся лопатки, изогнутые в ту же сторону, что и лопатки рабочего колеса.



Рисунок 6 – Строение направляющего аппарата

В зависимости от условий работы рабочие колеса и направляющие аппараты изготавливают из различных материалов различными методами:

- рабочие органы из модифицированного серого чугуна и чугуна типа «нирезист» изготавливают литьем;
- рабочие органы из специального «порошка» - спеканием;
- рабочие органы из полимерных материалов - штамповкой.

Каждая ступень развивает напор от 3 до 7 метров водяного столба. При увеличении количества ступеней напор будет равен сумме напоров развиваемых каждой ступенью в отдельности, подача же насоса при этом останется неизменной, т.е. такой, какую обеспечивает одна ступень. Подача насоса зависит от размера и конфигурации ступеней.

Существуют два типа ступеней: ступени с цилиндрическими лопатками (применяются в насосах с низкой подачей - до 250 м³/сут) и ступени с наклонноцилиндрическими лопатками (применяются в насосах с подачей свыше 250 м³/сут).



Рисунок 7 – Ступени с цилиндрическими и наклонно-цилиндрическими лопатками

По форме центробежные рабочие колёса делятся на 2 группы:

- рабочие колёса открытого типа;
- рабочие колёса закрытого типа.

Каждое рабочее колесо имеет различное количество лопастей.

Для колес закрытого типа характерны лопатки с закрытым диском с обеих сторон. Преимущество их в максимальном КПД и напоре, однако, для работы с жидкостями, имеющими длинные волокна не подходят, так как происходит наматывание на колесо и забивание его. Так же не подходит и для жидкостей, имеющих крупные частицы, из-за их застревания в узком внутреннем проходе колеса.

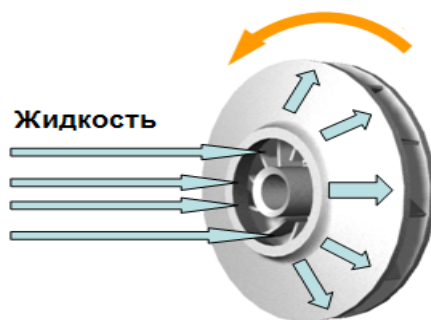


Рисунок 8 – Рабочее колесо закрытого типа

Для колес же открытого типа характерны открытые лопатки, с одной стороны. Редко имеются колёса, в которых лопатки не закрыты диском с обеих

сторон. Недостатком колёс открытого типа в их низком КПД, но плюс в том, что перекачивают жидкости с волокнистыми включениями и жидкости с крупными частицами.

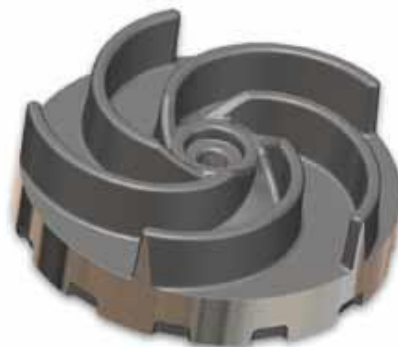


Рисунок 9 – Рабочее колесо открытого типа

Для удобства выбора и различия, на каждом насосе есть маркировка, позволяющая правильно подобрать для него рабочее колесо. Тип определяется объемом передаваемых жидкостей, при этом используются и разные двигатели. Количество рабочих лопаток в колесе колеблется от двух до пяти, реже используется шесть штук. Иногда на внешней части дисков закрытых колес делаются выступы, которые могут быть радиальными или повторяющими очертания лопаток.

2.4 Надежные центробежные установки с малой подачей для добычи нефти в осложненных условиях

Созданы погружные установки с насосами 362 и 400 серий, номинальными подачами от 25 до 160 м³/сут при частоте 50Гц и средним временем безотказной работы не менее 1000сут. Их особенностями являются: новая центробежно-вихревая ступень, технический результат, которого достигается за счет изготовления по новой для нефтедобывающей отрасли порошковой технологии, где специальная конструкция насоса, обеспечивает радиальную устойчивость вала на протяжении всей его службы, новые газосепараторы–диспергаторы повышенной эффективности. Подбор оборудования и измерение надежности

погружных установок по эксплуатационным данным осуществлялись по оригинальным методикам.

Работая в условиях реальной скважины, насос находится под действием многих факторов, влияющих на его работу. И поэтому одной из важных проблем нефтедобывающей отрасли России является увеличение надежности погружного оборудования, работающего в скважинах с повышенной концентрацией твердых частиц (более 500 мг/л) и газовым фактором (до 300м³/м³). Разработана и выпускаются погружные установки, которые устойчиво и надежно работают в таких условиях. Настоящее изобретение направлено на:

- разработку новой центробежно-вихревой конструкции ступени с повышенным напором, для которой предельное содержание свободного газа в 1,5 – 2 раза выше, чем центробежной;
- изготовление ступеней по новой порошковой технологии;
- разработку конструкции насоса, которая способна обеспечить радиальную устойчивость вала на протяжении всей службы насоса;
- разработку компьютерной программы подбора погружных установок к скважинам и анализа их надежности по эксплуатационным данным.

2.5 Модернизация конструкции рабочего колеса

Основная особенность конструкции – это сочетание элементов центробежной и вихревой ступени в одном изделии:

импеллер получен добавлением вихревого венца к центробежной конструкции;

вихревой венец располагается на ведущем диске (рисунок 10);

направляющий аппарат имеет конструкцию близкую к центробежной;

геометрические размеры проточных частей ступени оптимизированы с учетом влияния вихревого венца на течение жидкости.



а)



б)

Рисунок 10 – Импеллеры нефтяных ступеней:

а) центробежно – вихревой, б) центробежный.

Вихревой венец создает дополнительный поток жидкости, который попадает на лопатки направляющего аппарата. Кинетическая энергия этого потока преобразуется в напор, который складывается с давлением, создаваемым центробежной частью рабочего колеса, что позволило увеличить напор ступеней на 15 – 25% (рисунок 11 и рисунок 12). Помимо этого, вихревые лопатки уменьшают осевую силу, действующую на импеллер, снижая тем самым трение и износ в осевом подшипнике. Преимущество центробежно–вихревых насосов проявляются при работе в скважинах с высоким газовым фактором.

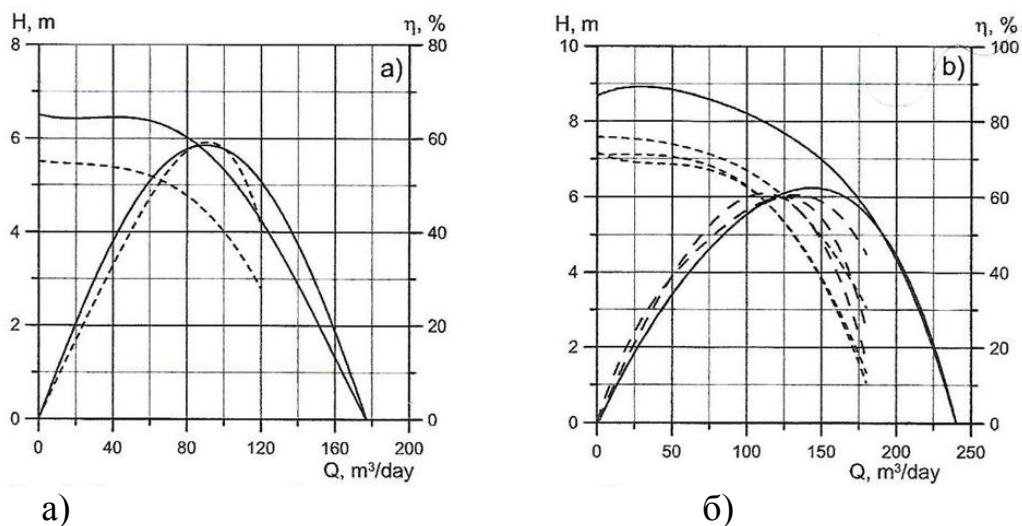


Рисунок 11 – Сопоставление рабочих характеристик центробежно–вихревых ступеней (сплошные линии) и центробежных (пунктирные) на частоте 50Гц:

а) –ВНН5–79 и ступень насоса 362 серии, характеристики которой рассчитаны методом подобия по лучшим ступеням насосов 338 и 400 серий;

б) –ВНН5А–124 и лучшие ступени насосов 400 серии.

Принцип работы: пузырьки газа, попадая в область вихревого венца, интенсивно диспергируются, за счет чего повышается устойчивость работы насоса при перекачке нефтевогазовых смесей.

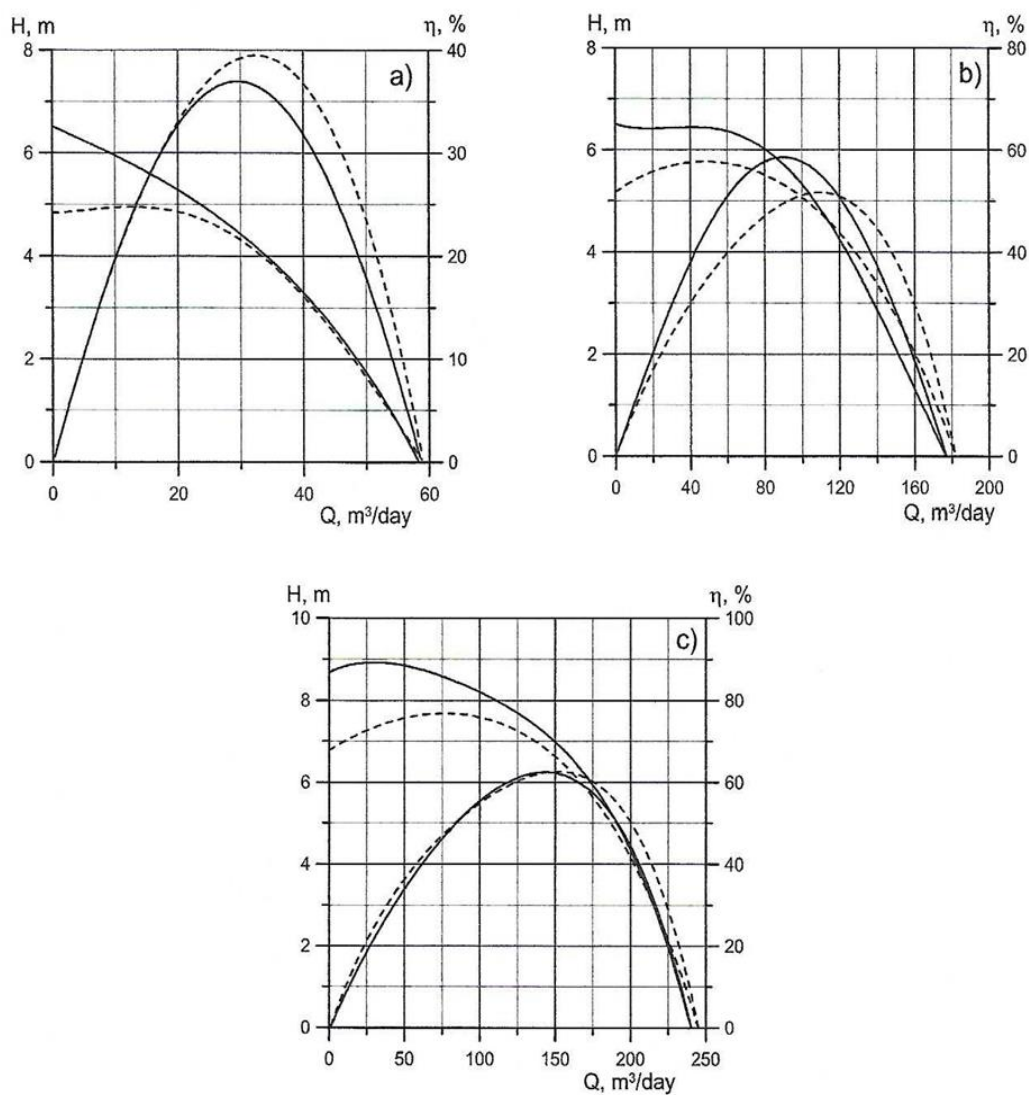


Рисунок 12 – Влияние вихревого венца на рабочие характеристики центробежно – вихревых ступеней ВНН5–25 (а), ВНН5–79 (б) и ВНН5А–124 (в) на частоте 50Гц. Сплошные линии – ступени с вихревым венцом, пунктирные – без вихревого венца

На смеси воздух–вода по результатам стендовых испытаний, предельная объемная концентрация свободного газа на входе в центробежно–вихревой насос может быть в 1,5 – 2 раза больше, чем у центробежных насосов (рисунок 13).

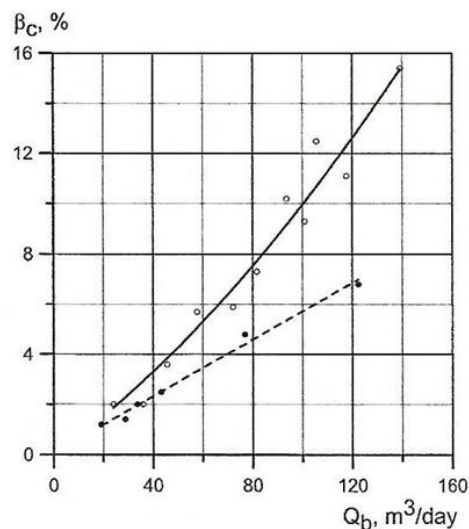


Рисунок 13 – Зависимость критической объемной концентрации газа от начальной подачи центробежно-вихревой ступени ВНН5–79 на частоте 50 Гц: сплошная линия – ступень с вихревым венцом, пунктирная – без вихревого венца (на смеси вода–воздух).

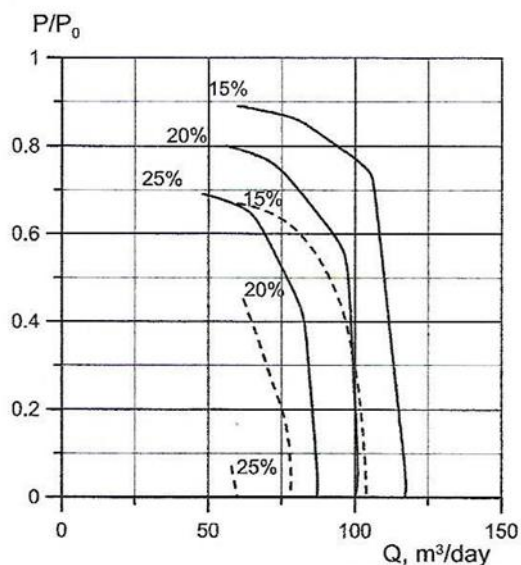


Рисунок 14 – Зависимость относительного напора ступеней ВНН5А–124 от содержания нерастворенного газа на входе при частоте 50 Гц: сплошная линия – ступень с вихревым венцом, пунктирная – без вихревого венца (на смеси вода–ПАВ–воздух).

Далее показана зависимость относительного напора от расхода на смеси вода–ПАВ–воздух (рисунок 14). Так как эта рабочая среда более близка по характеристикам к нефтегазовым смесям и потому лучше имитирует процессы слияния и диспергирования пузырьков. Относительный напор определялся в долях от напора при нулевом содержании газа. Из рисунка 13 и 14 видно, что чем выше содержание газа, тем преимущество центробежно – вихревых ступеней больше. Таким образом, была разработана новая высокоэффективная нефтяная ступень, в которой гидродинамические процессы протекают иначе, чем в центробежных ступенях.

2.6 Порошковая технология изготовления ступеней погружных насосов

Для получения ступеней применяют различные материалы. Обычно изготовление рабочих колес и направляющего аппарата электронасосов изготавливают путем отливки из специального легированного чугуна методом литья, с последующей механической обработкой. Однако поверхности и геометрия проточных каналов имеют ограничения по точности изделий и шероховатости, что существенно влияет на характеристику ступени.

За счет шероховатости снижается напор и КПД. Поэтому необходимо добиваться максимального качества поверхностей проточных каналов при отливке рабочих органов ЭЦН. Порошковая технология является одним из способов решения этой проблемы.

Метод, изготовления деталей состоит из двух стадий:

1. Отдельные сложнопрофильные элементы деталей формуются из порошка. Для этого фирмой разработана оригинальная оснастка и автоматизированная высокопроизводительная технология изготовления таких изделий.

2. На второй стадии изделия соединяются в требуемую конструкцию диффузионным методом через термодинамически высоконерасовесный разделительный слой. Этот этап совмещен с пропиткой всего изделия

расплавленным металлом. Данная технология является новизной и запатентована.

Шероховатость поверхностей проточных каналов благодаря порошковой технологии обеспечивает порядка 20 – 30 микрометр. Этого достаточно, чтобы шероховатость каналов практически не влияла на характеристики ступеней. Порошковые ступени лучше сбалансированы, и за счет этого создают меньшую вибрацию, что в свою очередь повышает надежность насоса. Согласно результатам стендовых испытаний, средний уровень вибрации насосных секций составил порядка 2 – 3 мм/сек.

Преимуществом порошковых ступеней также является возможность сочетания разных материалов в одном изделии. Допустим, в одном технологическом цикле изготавливаются ступени из нержавеющей стали с подшипниками из антифрикционных или износостойких материалов.

2. 7 Обеспечение радиальной устойчивости валов погружных насосов в осложненных условиях эксплуатации

Надежность насосов обычно определяется износостойкостью подшипников. За счет вибрации сильно увеличиваются нагрузки на подшипник, что ведет к ускоренному износу. При смещении вала от центра в сторону, осевая нагрузка на вал заставляет его продольно изгибаться, что увеличивает боковую нагрузку на подшипник. Тонкий и длинный вал, испытывая осевое усилие, принимает волнообразную форму и таким образом, износ прогрессирует до предельной величины. Чтобы избежать износа деталей насоса, надо повысить точность изготовления рабочих колес и валов, а также – установка поддерживающих вал износостойких подшипников.

Обычно считается, что расстояние между износостойкими подшипниками L следует выбирать тем меньше, чем больше абразива в перекачиваемой жидкости. Проведенные расчеты показали, что это не вполне верно. Действительно, с уменьшением L износы уменьшаются, но не монотонно.

Существует такое расстояние между износостойкими подшипниками LC , что при $L < LC$ радиальные перемещения вала резко уменьшаются. И износы в радиальных подшипниках ступеней остаются на таком низком уровне, что гидравлические характеристики насоса не меняются. Поэтому срок службы насосов, с такой схемой расположения промежуточных подшипников, определяется только износом в промежуточных подшипниках. Материал и конструкцию подшипников выбирались так, чтобы насосы могли работать не менее 1000 суток. Были приняты меры по осевой разгрузке ступеней, который ограничил износ осевых подшипников ступеней. Для проверки результатов расчетов в лабораторных условиях специально проведены ускоренные абразивные испытания насосных секций. В качестве рабочей жидкости взяли воду с различным содержанием кварцевого песка. Характерный пример полученных результатов, показан на рисунке 15. Было проведено сопоставление распределения максимального износа ступиц рабочих колес по длине секции насоса в случае, когда нет промежуточных подшипников (рисунке 15а, пунктир). Когда их количество соответствует проведенному расчету (сплошная линия на рис. 15а и 15б) и когда число промежуточных подшипников в 1,5 раза меньше расчетного (пунктир на рис. 15б).

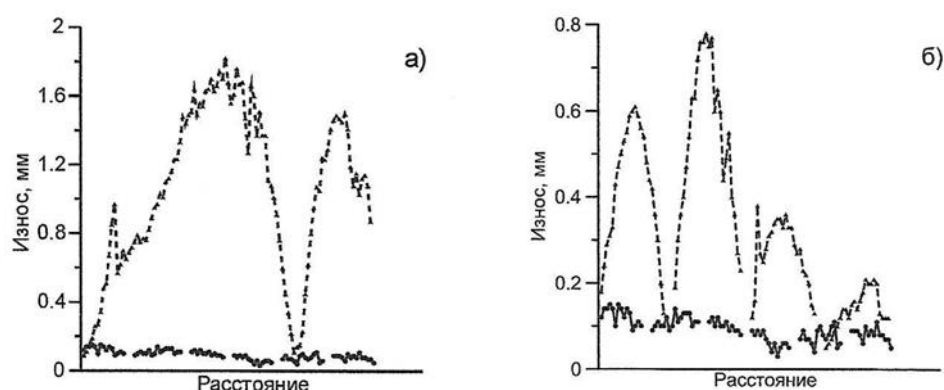


Рисунок 15 – Сопоставление износов радиальных подшипников ступеней
а) пунктир – без промежуточных подшипников (ПП), сплошная линия – 5 ПП;
б) пунктир – 3 ПП, сплошная линия – 5 ПП.

Видно, что приведенные результаты, подтверждают правильность расчетов. Более чем в 10 раз удалось поднять износостойкость насосов. Кроме того, было установлено, что внутри каждого блока ступеней, заключенного между промежуточными подшипниками, ступицы радиальных подшипников направляющих аппаратов изнашиваются примерно равномерно по длине окружности. Это означает, что вал, изогнутый под действием центробежных сил, совершает круговое вращение. Направления изгибов вала в соседних блоках чаще всего были противоположны.

Программа подбора и сопровождения погружных установок NeoSel –Pro – учитывает все основные факторы, влияющие на эффективность эксплуатации данной скважины. В ходе подбора насоса, уточняется коэффициент продуктивности скважины по результатам предыдущей эксплуатации скважины. Используется новая аппроксимационная формула индикаторной линии, обобщающая известную зависимость Вогеля для забойных давлений значительно ниже давления насыщения. Это позволило описать работу скважины при снижении дебита из-за выделения свободного газа в пласте. При выборе длины подвески установки минимизируется ее прогиб, который рассчитывается по всей длине, включая НКТ. Учет изгиба НКТ может существенно повлиять на выбор места подвески. Была выбрана скважина № 16 Белокаменного месторождения, где имелся прямолинейный участок, на котором спускаемая установка, диаметром 120 мм, могла разместиться целиком. Тем не менее, из-за изгиба НКТ прогиб установки в этом месте оказался более 3 мм. Для уточнения места подвески рассчитывается структура газожидкостного потока, омывающего ПЭД. Недопустимо объединение пузырьков газа в пробки, создающие дополнительные низкочастотные вибрации УЭЦН, снижающие надежность. Имеется возможность проведения диагностики работающей установки.

Программа позволяет получить графические зависимости 40 параметров газожидкостной смеси от расстояния в интервале от призабойной зоны до устья

скважины: давления, температуры, обводненности, газосодержания, вязкости, плотности, структуры потока.

2. 8 Методика расчета рабочего колеса электроцентробежного насоса

При расчете ступени погружного центробежного насоса всегда известны подача и напор насоса, скорость вращения вала и диаметр обсадной колонны скважины для работы, в которой предназначен насос.

Подача, Q – 30 м\сут.

Напор, H – 1300 м.

Частота вращения вала, n – 3000 об\мин.

Внутренний диаметр корпуса насоса, d – 82 мм.

Внутренний диаметр корпуса ступени, d – 76,5 мм.

После того, как установлен внутренний диаметр ступени, можно приступить непосредственно к расчету проточной части рабочего колеса и других размеров.

Для этого необходимо выполнить следующее:

а) Определить наибольший внешний диаметр рабочего колеса D_{\max}

$$D_{2\max} = D_{\text{вн.}} - 2S, \quad (1)$$

где, S – радиальный зазор между внутренней стеной корпуса ступени

$D_{\text{вн.}}$ и наибольшим диаметром рабочего колеса D_{\max} .

Этот зазор выбираем в пределах $S=2-3$ мм

б) Определим приведенную подачу рассчитываемой ступени:

$$Q_{\text{прив.}} = \frac{2800}{n} \left(\frac{90}{D_{2\max}} \right)^3 Q, \quad (2)$$

где, 2800 – приведенная скорость вращения единичного насоса в об\мин.

90 – наибольший внешний диаметр рабочего колеса единичного насоса в мм.

n – число оборотов вала, об\мин.

Q – рассчитываемая подача, л\с.

в) Определяем диаметр втулки при входе в рабочее колесо:

$$D_{вт.} = K d_{вт.} * D_{2max}, \quad (3)$$

где, $K d_{вт.}$ – коэффициент, соответствующий полученному значению

$$Q_{прив}, 0,31.$$

После определения диаметра втулки необходимо проверить возможность размещения вала насоса.

При этом должно быть соблюдено условие:

$$D = d + 2 \delta_{вт.},$$

где, $D_{вт.}$ – диаметр втулки, мм;

D_v – диаметр вала насоса, мм;

$\delta_{вт.}$ – толщина ступени втулки (для погружных центробежных насосов с диаметром корпуса 92-150, можно принять $S_{вт.}=2-4$ мм);

г) Определяем наибольший диаметр входных кромок лопастей D_{1max} по уравнению:

$$D_{1max} = \frac{D_{2max}}{K D_{1max}} \quad (4)$$

где, $K D_{1max}$ – коэффициент, определенный для $Q_{прив}, 2,3$;

в) Определяем диаметр входа D в рабочее колесо:

$$D_0 = K D_0 * D_{1max}, \quad (5)$$

K – коэффициент диаметра входа в рабочее колесо для данного

$$Q_{прив}, 0,96;$$

е) Определяем наименьший диаметр входных кромок лопастей рабочего колеса D_{2min} :

$$D_{2min} = \sqrt{D_{вн.ст.}^2 - 1 * (D_{2max})^2 * F_{прив}} \\ 0,78590 \quad (6)$$

где, $F_{прив}$ – приведенная площадь без лопаточного кольца между стенкой корпуса ступени $D_{вн.ст.}$ и ободом верхнего диска рабочего колеса

D_{2min} . Находят для $Q F_{прив} = 1600$ мм.

ж) Определяем наименьший диаметр входных кромок лопастей D_{1min} :

$$D_{1min} = \frac{D_{2max}}{K D_{1min}}$$

$$KD_{1\min} \quad (7)$$

где, KD_{\min} – коэффициент, определяемый для $Q_{\text{прив.}}$.

з) Определяем высоту канала b на выходе из рабочего колеса.

$$b = K_{b2} * D_{2\max}, \quad (8)$$

где, K_{b2} – коэффициент, определяемый для Q , 0,016;

и) Определяем высоту канала b_1 на входе в рабочее колесо.

$$b_1 = K_{b1} * D_{2\max}, \quad (9)$$

K_{b1} – коэффициент, определяемый для Q , 0,036;

к) Напор ступени определяют по коэффициенту окружной скорости

$K_{v2\text{окр.}}$, пользуясь уравнением:

$$K_{v2\text{окр.}} = \frac{V_{2\text{окр.}\max}}{60\sqrt{2gH}} \quad (10)$$

где, $V_{2\text{окр.}}$ – окружная скорость на диаметре $D_{2\max}$ рабочего колеса;

$$K_{v2\text{окр.}} = \frac{\pi D_{2\text{ср.}} * n}{60\sqrt{2gH}} \quad (11)$$

где, $K_{v2\text{окр.}}$ – коэффициент окружной скорости, $K_{v2\text{окр.}} = 1,33$;

$D_{2\text{ср.}}$ – внешний диаметр рабочего колеса, мм;

n – число оборотов вала, об/мин;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

л) Определяем коэффициент быстроходности ступени;

м) Определяем конструктивные углы β_1 и β_2 от быстроходности ступени.

Расчет колеса:

а) $D_{2\max} = D_{\text{вн.ст.}} - 2S$

$$D_{2\max} = 76,5 - 2 * 2$$

$$D = 72,5 \text{ мм};$$

$$\text{б) } Q_{\text{прив}} = \frac{2800}{n} \left(\frac{90}{D_{2\max}} \right)^3 * Q;$$

$$Q_{\text{прив}} = \frac{2800}{3000} \left(\frac{90}{72,5} \right)^3 * 0,347;$$

$$Q_{\text{прив}} = 0,6196 \text{ л\c};$$

$$\text{в) } d_{\text{вт.}} = K_{\text{двт.}} * D_{2\text{max}}$$

$$d_{\text{вт.}} = 0,31 * 72,5$$

$$d_{\text{вт.}} = 22,475 \text{ мм};$$

$$d_{\text{вт.}} = d_{\text{в}} + 2\delta_{\text{вт.}}$$

$$d_{\text{вт.}} = 17 + 2 * 2/5$$

$$d_{\text{вт.}} = 22 \text{ мм};$$

$$\text{г) } D_{1\text{max}} = \frac{D_{2\text{max}}}{K_{D1\text{max}}}$$

$$K_{D1\text{max}}$$

$$D_{1\text{max}} = \frac{72,5}{2,3}$$

$$2,3$$

$$D = 31,52 \text{ мм};$$

$$\text{д) } D_0 = K_0 * D_{1\text{max}};$$

$$D_0 = 0,96 * 31,52;$$

$$D_0 = 30,26 \text{ мм};$$

$$\text{е) } D_{2\text{min}} = \sqrt{D_{\text{вн.ст.}}^2 - \frac{1}{0,785} \frac{(D_{2\text{max}})^2}{90} * F_{\text{прив.}}}$$

$$D_{2\text{min}} = \sqrt{76,5^2 - \frac{1}{0,785} \frac{(72,5)^2}{90} * 1600}$$

$$D_{2\text{min}} = 67,3 \text{ мм};$$

$$\text{ж) } D_{1\text{min}} = \frac{D_{2\text{max}}}{K_{D1\text{min}}}$$

$$K_{D1\text{min}}$$

$$D_{1\text{min}} = \frac{72,5}{2,2}$$

$$2,2$$

$$D_{1\text{min}} = 32,95 \text{ мм};$$

$$\text{з) } b_2 = K_{b2} * D_{2\text{max}};$$

$$b_2 = 0,016 * 72,5$$

$$b_2=1,16 \text{ мм};$$

$$\text{и) } b_1=Kb_1*D_{2\text{max}}$$

$$b_1=0,036*7,25=2,61 \text{ мм};$$

$$\text{к) } H=\frac{(\pi D_{\text{ср.}} * H)^2 * 1}{60 * K_{H_2} \quad 2g}$$

$$H=\frac{(3,14*0,0725*3000)^2 * 1}{60*1,33 \quad 2*9,81}$$

$$H=3,73 \text{ м};$$

$$\text{л) } H_s=60;$$

$$\text{м) } \beta_1=27;$$

$$\beta_2=53;$$

2. 9 Эксплуатационные испытания износостойких насосов

Наблюдение эксплуатационных испытаний износостойких насосов были проведены в следующих нефтяных компаниях Западной Сибири: Юганскнефтегаз, Сургутнефтегаз, Сибнефть–Ноябрьскнефтегаз и Лукойл–Западная Сибирь. Для пояснения сущности предлагаемого изобретения на рисунке 16 представлены полученные результаты. Расчеты надежности выполняли с помощью созданной предприятием программы обработки эксплуатационных данных NeoStat–Pro.

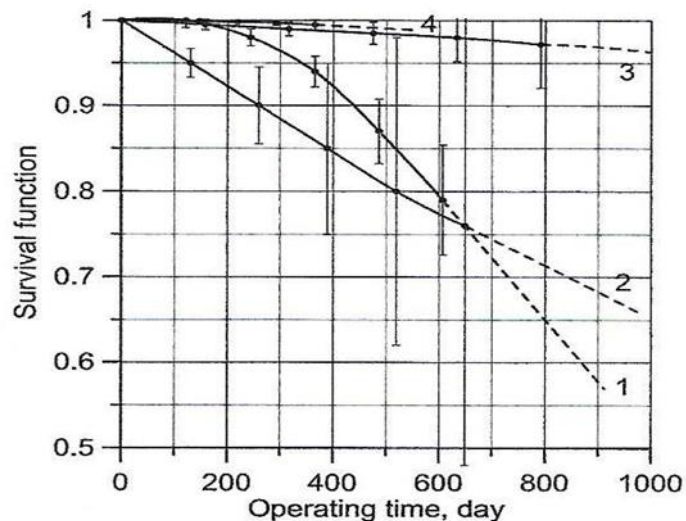


Рисунок 16 – Конструкционная надежность износостойких насосов Новомет: 1 – Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз, 2 – Юганскнефтегаз, 3 – Сургутнефтегаз, 4 – ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь.

Вероятность безотказной работы или доля исправного оборудования отметили по вертикальной оси, а по горизонтальной – время. Видно, что $T_{0.5}$ не менее 1000 сут., а $T_{0.5}$ примерно равно средней наработке на отказ. Следовательно, в среднем износостойкие погружные установки и насосы (включая сложные условия эксплуатации) в Западной Сибири, безотказно работают не менее 1000 суток. Надежность насосов в условиях эксплуатации нефтяных компаний различаются. Так в Юганскнефтегазе и Сибнефть – Ноябрьскнефтегазе ниже, чем в Сургутнефтегазе и Лукойле – Западная Сибирь. Объясняется тем, что в первых двух компаниях широко применяется технология гидроразрава пласта. В трещины пластов закачиваются высокоабразивные частицы, препятствующие их смыканию. При добыче нефти эти частицы вымываются из пласта и в большом количестве попадают в насосы.

Программа NeoStat – Pro основана на методах математической статистики, точнее ее раздела – статистической теории надежности. Программа рассчитывает основные статистические функции, описывающие надежность

погружных установок. Получена зависимость точности измерения надежности от объема выборки и времени испытаний.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------------|
| Группа | ФИО |
| з-2Б33Т | Асадову Абдуазизу Абдурашидовичу |

| | | | |
|----------------------------|------------|-----------------------------------|-------------------|
| Институт | ИПР | Кафедра | ГРНМ |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление/ специальность | Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Стоимость внедрения установок электроцентробежных насосов с модернизированными рабочими колесами |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Доля единовременных и переменных затрат, стоимость внедрения установок электроцентробежных насосов с модернизированными рабочими колесами |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе» |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований | Планирование затрат на установку электроцентробежных насосов с модернизированными рабочими колесами |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | Анализ эффективности установок электроцентробежных насосов с модернизированными рабочими колесами и расчет показателя экономической эффективности |

Перечень графического материала

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| 1. Расчетные формулы 2. Таблицы: <ul style="list-style-type: none"> – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования – Исходные данные для расчета экономических показателей | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|

| | |
|-------------------------------------------------------------|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|-------------------------------------------------------------|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент | Вазим А.А. | К.Э.Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| з-2Б33Т | Асадов Абдуазиз Абдурашидович | | |

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В работе рассматриваются способы повышения напорности УЭЦН, посредством модернизации ступеней УЭЦН. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия будет увеличение межремонтного периода скважин и как следствие дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке УЭЦН с модернизированными рабочими колесами проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 –Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

| Показатель | Значение довнедрения | Значение послевнедрения |
|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------|
| Средний дебит по нефти, т/сут. | 20 | 24 |
| Средняя наработка на отказ, сут. | 148 | 1000 |
| Средняя продолжительность ремонта, час | 124 | 124 |
| Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед. | 469300 | 469300 |
| Затраты на приобретение УЭЦН с модернизированными рабочими колесами, руб./ед. | 0 | 192000 |

Таблица 3 – Исходные данные для расчета экономических показателей

| Показатель | Единица измерения | Значение |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------|----------|
| Цена реализации: | | |
| Нефти на внутреннем рынке (с НДС)* | руб./т | 12829,65 |
| Нефти на внешнем рынке** | долл.США/баррель | 46,54 |
| Налоги и платежи (НК РФ): | | |
| Таможенная пошлина* | долл. США/т | 12,1 |
| НДС | % | 18 |
| Налог на прибыль | % | 20 |
| Ставка НДС* | руб./т | 766 |
| Эксплуатационные затраты: | | |
| Стоимость 1 операции ТРС* | руб./бр.час | 5867,9 |
| Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом* | руб./т | 38,24 |
| Расходы на оплату труда* | тыс.руб./скв. | 904,7 |
| Сбор и транспорт нефти* | руб./т | 60,49 |
| Технологическая подготовка нефти* | руб./т | 26,73 |
| Расходы по экспорту нефти* | руб./т | 912 |
| Дополнительные данные: | | |
| Курс российского рубля** | руб./долл.США | 60,96 |
| Доля нефти для продажи на внешнем рынке* | % | 30 |

* по данным на 2015 год

** средневзвешенный за 2015 год

Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин погружным сепаратором механических примесей вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta \text{МРП} \quad (12)$$

где q_1 и q_2 - среднесуточный дебит скважины нефти до и после, т/сут;

K_3 – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

ΔMPP - дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода.

$$\Delta MPP = (N_{до} - N_{после}) \times T \times q_{ср} \quad (13)$$

где $N_{до}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ПСМ, по причине засорения мехпримесями;

$N_{после}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки фильтров, по причине засорения мехпримесями;

$q_{ср}$ – средний дебит одной скважины;

T –средняя продолжительность ремонта;

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (14)$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (15)$$

где $СНО_{до}$ и $СНО_{после}$ - средняя наработка на отказ до и после установки ПСМ соответственно.

$$N_{до} = \frac{365}{148} = 2,47$$

$$N_{после} = \frac{365}{1000} = 0,365$$

$$\Delta MPP = (2,47 - 0,365) \times \frac{124}{24} \times 24 = 261,07 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = (20 - 24) * 365 * 0,82 + 261,07 = 1460 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании фильтра составил $Q_n = 8760$ т.

Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку электроцентробежного насоса с усовершенствованными рабочими колесами:

$$Z_{ед} = 192000 \text{ руб}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Установка электроцентробежного насоса с усовершенствованными рабочими колесами» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев); оборудование для различных способов добычи нефти и газа прочее; код ОКОФ - 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество.. Норма амортизации составляет 14,3% в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{г} = \frac{C_{п} \times H_{А}}{100\%} = \frac{192000 \times 14,3\%}{100\%} = 27456 \text{ руб} \quad (16)$$

где $C_{п}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб. ;
 $H_{А}$ – норма амортизационных отчислений, %.

Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка погружного сепаратора механических примесей.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_{э} = Q_{н} \times Y_{э} \quad (17)$$

где $Y_{э}$ – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом.

$$Z_{э} = 7300 \times 38,24 = 279152 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{тн}} \quad (18)$$

где $Y_{\text{тн}}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти.

$$Z_{\text{тн}} = 7300 \times 60,49 = 441577 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{п}} \quad (19)$$

где $Y_{\text{п}}$ – удельные затраты на подготовку нефти.

$$Z_{\text{п}} = 7300 \times 26,73 = 195129 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = Q_{\text{н}} \times X \times Y_{\text{т}} \quad (20)$$

где $Y_{\text{т}}$ – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти;

X - доля нефти на экспорт.

$$Z_{\text{т}} = 7300 \times 0,3 \times 912 = 1997280 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = n \times Y_{\text{от}} \quad (21)$$

где $Y_{\text{от}}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год;

n – количество скважин.

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$Z_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}} \quad (22)$$

где $Y_{\text{рем}}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год;

n – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T \quad (23)$$

где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС;

T – средняя продолжительность ремонта.

$$Y_{\text{рем}} = 5867,9 \times 124 = 727619,6 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{рем}} = 2,47 \times 727619,6 = 1797220 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (24)$$

где $\mathcal{E}_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, тыс. руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0} = \frac{5615058}{7300} = 769,1 \text{ руб.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_э = 8760 \times 38,24 = 334982,4 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{ТН}} = 8760 \times 60,49 = 529892,4 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = 8760 \times 26,73 = 234154,8 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = 8760 \times 0,3 \times 912 = 2396736 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$Z_{\text{рем}} = 0,365 \times 727619,6 = 265581,15 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (25)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, тыс. т.

$$C_2 = \frac{3761346,75}{7300 + 1460} = 426,37 \text{ руб.}$$

Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения фильтра на приеме УЭЦН определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = P_t - \Delta \text{Э} \quad (26)$$

$$\text{Эффект} = 564987,14 + 1853711,25 = 2418698,39 \text{ руб.}$$

Где P_t – стоимостная оценка результатов мероприятия (выручка от реализации продукции);

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 1460 \times 0,1364 \times 46,54 \times 60,96 = 564987,14 \text{ руб.} \quad (27)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2015 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 46,54\$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 60,96руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{769,1 - 426,3}{769,9} \times 100\% = 44,5\% \quad (28)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия,

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\$} = 1460 \times 0,1364 \times 0,3 \times 46,54 \times 60,96 = 169496,14 \text{ руб.} \quad (29)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 1460 \times (1 - 0,3) \times 12829,65 = 13111902,3 \text{ руб.} \quad (30)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 766 - D_{\text{м}} \quad (31)$$

где 766 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2015 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (32)$$

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}}) \quad (33)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 530$ руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2015 года;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Однако с учетом того, что значения коэффициентов $K_{\text{в}}$, $K_{\text{з}}$, $K_{\text{д}}$, $K_{\text{дв}}$ равны 1, сумма НДПИ к уплате определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = B_{\text{с}} \times \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}}) \times P}{261} \times Q_{\text{н}} = 766 \times \frac{(46,54 - 15) \times 60,96}{261} \times 1460 = 151815,2 \text{ руб.} \quad (34)$$

где $B_{\text{с}}$ – ставка НДПИ (766руб/т);

Ц – цена нефти на мировом рынке (долл./барр.);

$\text{Ц}_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{ТП}} \times P \quad (35)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти.

$$\text{ТП} = 1460 \times 0,1364 \times 0,3 \times 12,1 \times 60,96 = 44067,54 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \times C_{\text{нп}} \quad (36)$$

где $C_{\text{нп}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль.

$$\text{НП} = 13815070,95 \times 0,2 = 2763014,19$$

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} &= \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \\ \text{ТП} &= 13111902,3 + 169496,14 - 55830,4 - 88315,4 - 39025,8 - 399456 + \\ &1531638,85 - 192000 - 27456 - 151815,2 - 44067,54 = \\ &13815070,95 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (37)$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 13815070,95 - 2763014,19 = 11052056,76 \text{ руб.} \quad (38)$$

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_t / N_{\text{СПт}}}{Q_0 / N_{\text{СПо}}} \times 100\% - 100\% = \frac{8760}{7300} \times 100\% - 100\% = 20\% \quad (39)$$

Примечание: численность работников не изменилась.

Выводы к разделу:

1. Техничко-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка электроцентробежного насоса с модернизированными рабочими колесами увеличивает СНО, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 20%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 1460 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 13815070,95 рублей. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 11052056,76 рублей. Так как данное технологическое внедрение имеет положительный экономический эффект, будем полагать его применение рациональным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------------|
| Группа | ФИО |
| з-2Б33Т | Асадову Абдуазизу Абдурашидовичу |

| | | | |
|----------------------------|------------|----------------------------------|-------------------|
| Институт | ИПР | Кафедра | ГРНМ |
| Уровень образования | бакалавр | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Под рабочей зоной при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН, понимается часть рабочей зоны, оснащенная оборудованием и другими материально-техническими средствами труда, в которой постоянно или периодически находится рабочий (рабочие) при выполнении тех или иных операций |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН | 1.1 Выявлены вредные факторы: - неудовлетворительные метеорологические условия на открытом воздухе; - неудовлетворительное освещение рабочей зоны - повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; 1.2 Выявлены опасные факторы: - поражение электрическим током |
| 2. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности по охране окружающей среды. | 2. Проведен анализ источников воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу: - горюче смазочные материалы; - загрязненные ливневые воды. |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | 3. Приведен перечень возможных ЧС: - пожары; - взрывы; |
| 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей | 4. Законы и нормы приняты в Российской Федерации для обеспечения правовой и организационной |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | безопасности работников нефтегазовой промышленности |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|

| | |
|-------------------------------------------------------------|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|-------------------------------------------------------------|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|---------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент | Гуляев Милий Всеволодович | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| 3-2Б33Т | Асадов Абдуазиз Абдурашидович | | |

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основными законодательными актами по охране труда в нашей стране являются Конституция России, Основы законодательства и другие, в этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте разработаны основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН.

В данном разделе, описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

4.1 Производственная безопасность при организации работ и обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, оборудованных электроцентробежными насосами

| Наименование видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.) | | Нормативные документы |
|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| | Вредные | Опасные | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. Эксплуатация и обслуживание УЭЦН | 1. неудовлетворительные метеорологические условия на открытом воздухе на открытом воздухе; | 1. Поражение электрическим током | 1) ГОСТ 12.1.005–88 [5.1] 2) ГОСТ 12.1.038-82 [5.2] 3) ГОСТ 12.1.030-81 [5.3] |

| | | | |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
| | 2. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3. Неудовлетворительная освещенность | | |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|

4.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов и мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Неудовлетворительные метеорологические условия на открытом воздухе

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы. При низке (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление

верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50°C) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Стимул-Т», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

1. лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

2. ремонтные и строительные – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3. все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Кусты, как правило, засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-88.

Не допускается, чтобы территория куста была захламлена и замазученна, зимой необходимо регулярно расчищать снежные заносы на подходах к скважине, а также необходимо очищать рабочие площадки, лестницы и переходы от снега и льда. На каждом кусте должна быть оборудована пульт-будка с имеющимися в наличии аптечкой, бачком с питьевой водой, носилками, а также мебелью для отдыха.

Рабочие должны быть обеспечены необходимой спецодеждой, соответствующей времени года (лето – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых; зимой – шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы). Спецодежду следует носить в застегнутом виде, она не должна иметь свисающих концов.

При опасности попадания инородных тел, вредных жидкостей, паров, газа, раздражения глаз сильным световым излучением необходимо пользоваться соответствующими защитными очками.

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свище, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (СИЗОД).

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплен бира с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

Таблица 5 - Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви Оператора по добыче нефти и газа

| | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Оператор по добыче нефти и газа; оператор по сбору газа | Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием | 1 на 2 года |
| | Комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов | до износа |
| | Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой или | 2 на 2 года |
| | Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой, или | 2 на 2 года |
| | Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой, или | 2 на 2 года |
| | Костюм из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных термостойких волокон | 2 на 2 года |
| | Костюм противоэнцефалитный | 1 |
| | Футболка | 4 на 2 года |
| | Головной убор | 1 |
| | Ботинки кожаные с жестким подноском или | 1 пара |
| | Сапоги кожаные с жестким подноском | 1 пара |
| | Сапоги резиновые с жестким подноском или | 1 пара |
| | Сапоги болотные с жестким подноском | 1 пара |
| | Нарукавники из полимерных материалов | 4 пары |
| | Перчатки с полимерным покрытием | 6 пар |
| Перчатки резиновые или из полимерных материалов | 6 пар | |
| Каска защитная | 1 на 2 года | |
| Подшлемник под каску | 1 | |
| Очки защитные | до износа | |
| Маска или полумаска со сменными фильтрами | до износа | |
| <i>На наружных работах зимой дополнительно:</i> | | |
| Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке или | по поясам | |

| | | |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| | Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных термостойких волокон на утепляющей прокладке или | по поясам |
| | Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке | по поясам |
| | Белье нательное утепленное | 2 комплекта |
| | Жилет утепленный | 1 |
| | Жилет меховой в IV и особом поясах | 1 на 4 года |
| | Ботинки кожаные утепленные с жестким подноском или | по поясам |
| | Сапоги кожаные утепленные с жестким подноском | по поясам |
| | Валенки с резиновым низом | по поясам |
| | Шапка-ушанка | 1 на 3 года |
| | Перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие | 6 пар |
| | Перчатки шерстяные (вкладыши) | 6 пар |

Неудовлетворительное освещение рабочей зоны

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

Таблица 6 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

| Наименование объекта | Ряд работ | Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------------------------------------------------------|
| На буровых установках: | | |
| а) рабочая площадка | IX | 30 |
| б) роторный стол | | 100 |
| в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки) | VI | 75 |
| г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой | IVв | 150 |
| д) дизельное помещение | VI | 50 |
| е) компенсаторы буровых насосов | VI | 75 |
| ж) люлька верхового рабочего, полати | IX | 30 |
| з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП | IX | 50 |
| и) редуктор (силовое помещение) | VIIIa | 30 |
| к) желобная система | XI | 10 |
| л) приемный мост, стеллажи | XI | 10 |
| м) глиномешалка, сито, сепаратор | VIIIa | 30 |
| н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п. | XI | 10 |
| Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин: | | |
| а) рабочая площадка | IX | 30 |
| б) люлька верхового рабочего | | 100 |
| в) роторный стол | IX | 50 |
| г) приемный мост, стеллаж | XI | 10 |
| Насосные станции | VI | 50 |
| Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов | IV | 75 |
| Места замеров уровня нефти в резервуарных парках | IX | 50 |
| Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток) | X | 30 |
| Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п. | VIIIa | 30 |

| | | |
|------------------------------------------------------------|------|----|
| Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п. | XIII | 2 |
| Нефтеналивные и сливные эстакады: | | |
| на поверхности пола | X | 30 |
| на горловине цистерны | IX | 50 |

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятий по их устранению (*техника безопасности*)

Поражение электрическим током

Основное условие безопасности при обслуживании нефтяных скважин – соблюдение трудовой и производственной дисциплины всеми работающими на них.

Все работы, связанные с эксплуатацией УЭЦН (обслуживание, перевозка, монтаж, демонтаж) должны выполняться в соответствии с правилами безопасности и инструкциям по охране труда для рабочих цехов добычи нефти, а также следующими документами:

Правило безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утверждение Госгортехнадзором.

Правила технической эксплуатации электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.

Правила устройства электроустановок, утвержденные Госэнергонадзором.

Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ, утвержденное ОКБ БН.

На работу следует принимать лиц не моложе 18 лет, годных по состоянию здоровья, соответственным образом обученных и прошедших инструктаж по технике безопасности.

Монтаж и демонтаж узлов погружного агрегата, а также наземного электрооборудования УЭЦН, осмотр, ремонт и наладку его должен производить электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и

стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Не электротехническому персоналу (операторам по добыче нефти и газа), имеющему I квалификационную группу по электробезопасности, разрешается пуск и остановка насосных установок.

Наземное оборудование УЭЦН должно быть установлено в специальной будке или на открытой местности на расстоянии не менее 20 м от устья скважины.

При установке наземного оборудования в будке станция управления должна быть расположена так, чтобы при открытых дверцах обеспечивался свободный выход из будки.

При установке электрооборудования на открытой местности оно должно иметь ограждение и предупреждающий знак «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, следовательно, и вероятность несчастного случая.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Кабель от устья скважины до станции управления должен быть проведен по специальным опорам высотой не менее 0,5 м от земли и расстоянием между ними не более 3 м. Прокладывать кабель со стороны мостков и в местах, предназначенных для установки подъемного агрегата, запрещается.

На трассе кабеля должен быть установлен предупреждающий знак "Осторожно! Электрическое напряжение".

Прокладка, перекладка кабелей УЭЦН по эстакаде рядом с действующими кабелями, находящимися под напряжением, а также перекладка кабелей допускается в случае необходимости при выполнении следующих условий:

Работу должны выполнять рабочие, имеющие опыт прокладки кабелей по наряду-допуску (распоряжению электротехнического персонала ЦБПО НПО под руководством лица с группой по электробезопасности не ниже V при напряжении выше 1000 В.

Работать следует в диэлектрических перчатках, поверх которых для защиты от механических повреждений одеваются брезентовые рукавицы.

Корпуса станции управления, трансформатора (автотрансформатора), кабеленаматывателя, а также броня кабеля (и металлическая подставка для укладки излишек кабеля) должны быть заземлены подсоединением к заземляющему контуру. ГОСТ 12.1.030-81.

В качестве заземлителя должен быть использован кондуктор или техническая колонна скважины.

Заземляющий проводник должен быть стальным, сечением не менее 48 кв. мм, привариваться к кондуктору (технической колонне) не менее чем в двух местах и заглубляться в землю не менее чем на 0,5 м.

4.2 Экологическая безопасность

При выполнении всех работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Организация, выполняющая работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

Природоохранные мероприятия:

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение необходимо выполнение следующих мероприятий:

Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;

Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;

Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.

Озеленение водоохраных зон;

Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;

Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Таблица 7 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

| Природные ресурсы и компоненты окружающей среды | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------|
|-------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------|

| | | |
|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Земля и земельные ресурсы | <ol style="list-style-type: none"> 1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности. | <ol style="list-style-type: none"> 1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой. |
| Лес и лесные ресурсы | <ol style="list-style-type: none"> 1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары. | <ol style="list-style-type: none"> 1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса 2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом. |
| Вода и водные ресурсы | <ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнение мусором. | <ol style="list-style-type: none"> 1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы. |
| Животный мир | <ol style="list-style-type: none"> 1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство | <ol style="list-style-type: none"> 1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах. |

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В рабочей зоне вероятны взрывы, пожары, отключение электроэнергии.

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно техническому регламенту приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

| № пп | Наименование помещений, наружных установок и оборудования | Категория взрывопожарной и пожарной опасности | Степень огнестойкости здания | Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[12] | |
|---------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| | | | | Класс взрывоопасной зоны | Категория и группа взрывоопасных смесей |
| 1 | Кустовая площадка | Ан | - | В-1г | ПА-Т1 ПА-Т3 |
| 2 | Блочная кустовая насосная станция | А | II | В-1а | ПА-Т3 |
| 3 | Автоматизированная групповая замерная установка | А | IV | В-1а | ПА-Т3 |

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легко воспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения химических веществ;
- возможность возникновения заряда статического электричества в следствии трения слоев ингибитора друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели

пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрывопожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

При аварии рабочие обязаны действовать в соответствии с планом ликвидации аварий; сообщить о происшедшей аварии диспетчеру, вывести

людей из помещения или опасной зоны и при необходимости, в целях предупреждения осложнений, отключить технологическое оборудование.

При возникновении пожара необходимо немедленно вызвать пожарную охрану и приступить к тушению огня имеющимися на объекте противопожарными средствами.

При несчастном случае необходимо оказать пострадавшему доврачебную помощь, вызвать, если необходимо скорую медицинскую помощь, сообщать о происшедшем руководителю работ или начальнику цеха и по возможности сохранить обстановку на рабочем месте такой, какой она была в момент несчастного случая.

В случае возникновения аварийной ситуации смена, в которой возникла авария, не сдает смену до ликвидации аварии. Принимающая смена включается в работу по ликвидации аварии.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, сводятся к следующим:

- осмотр и испытание установки, оборудования, механизмов;
- использование ослабленных элементов и устройств для механизации опасности;
- применение средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях работающих;
- автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести из опасных зон, осуществление контроля за показаниями приборов и дистанционные управления;
- учитывать розу ветров. Нельзя допускать возможность попадания опасных по взрыву и пожару смесей в огнедействующие установки;
- на каждом предприятии с числом работающих более 300 человек организуют фельдшерский здравпункт, а более 800 человек – врачебный здравпункт.

Для устранения очагов возгорания территории эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например, пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция)
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы, лопаты (штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы (для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-правовую основу регулирования трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений в нефтегазовой отрасли составляют:

- Конституция Российской Федерации;
- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- общепризнанные принципы и нормы международного права, международные договоры Российской Федерации, являющиеся составной частью правовой системы Российской Федерации (ч. 4 ст. 15 Конституции Российской Федерации): Всеобщая декларация прав человека (ст. 23), Международный пакт ООН об экономических, социальных и культурных правах, конвенции МОТ, конвенции Совета Европы, соглашения СНГ;
- иные федеральные законы, содержащие нормы трудового права, и др.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК

РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном ст. 372 Трудового кодекса РФ.

Работники опасных производственных объектов должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами.

Специальная одежда, специальная обувь, другие средства индивидуальной защиты выдаются работникам нефтяной и газовой промышленности в установленном порядке.

Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах (взрывопожароопасных участках производства), должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Российской Федерации большинство месторождений эксплуатируются механизированным способом добычи, а именно установками электроцентробежных насосов. Они характеризуются снижением темпа отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции добываемой из скважин, что закономерно ухудшило условия работы погружного оборудования. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является модернизация конструкции рабочего колеса.

В работе рассмотрены причины отказов рабочих колес ЭЦН, методы борьбы с механическими примесями, отложениями солей и высоким газовым фактором. Главной целью данной работы является - подбор оптимальной конструкции рабочего колеса.

Основной особенностью конструкции было принято сочетание элементов центробежной и вихревой ступени в одном изделии. Данная конструкция позволила увеличить напор ступени на 15 – 25%. Так же данная конструкция позволяет эксплуатировать скважины с более высоким газовым фактором и большим содержанием механических примесей без дополнительного износа насоса. Была принят новый метод изготовления рабочего колеса. Так же увеличился межремонтный период, свыше 1000 суток непрерывной эксплуатации.

Финансовый менеджмент с расчетами экономической эффективности от оптимизации скважин показал повышение прибыли и уменьшение затрат на добычу нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нефтепромысловое оборудование: учебное пособие / Бухаленко Е.И. – М. Недра, 1990. – 559 с.
2. Интернет источник: Насосы и промышленное оборудование /www.ampika.ru.
3. Патент 2133878 РФ, МКИ6 F04 D 13/06: Погружной многоступенчатый насос / Выдрина И.В., Штенникова Г.А, Семенов Ю.Л. и др. – №97119549/06; Заявл. 25.11.97; Оpubл. 27.07.99. Бюл. №21. – 4с.
4. Патент 2056973 РФ, МКИ6 В 22 F 7/02. Способ изготовления составных изделий / Рабинович А.И, Перельман О.М., Дорогокупец Г.Л. и др. №930186616/02; Заявл. 13.04.93; Оpubл. 27..03.96. Бюл. №9. 3 с.
5. Особенности установления режима работы добывающей скважины при эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения / Сагдиев Р. Ф. – Автореф. дис. канд. техн. наук. М.,2003. – 17 с.
6. Методика определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения/ Перельман О.М., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И., Слепченко С.Д. – ESP Workshop, 2005.
7. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти: учебное пособие / Богданов А.А. – М. Недра, 1968. – 230 с.
8. <http://lektsii.org/1-76898.html>
9. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками / Смольников С. В. - Автореф. дис. канд. техн. наук. М.,2015. – 22 с. 25 с.
10. <http://prosdo.ru/ouazo/Добыча+нефти+бесштанговыми+насосами> /part-5.html
11. <http://rengm.ru/rengm/centrobezhnyy-nasos-ecn.html>
12. ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»

13. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;

14. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;

15. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);

16. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 марта 2013г. №103