

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 нефтегазовое дело  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Применение струйных насосов в компоновке с установкой электроцентробежных насосов при добыче нефти</b>

УДК 622.276.53:[621.67-83+621.694.3]

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Ахмедов Азад Акиф оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА  
21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>в соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–5, ОК–7, ОК–8) (ЕАС–4.2a) (АВЕТ–3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–9) ПК–4, ПК–5, ПК–13, ПК–15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК–1, ОК–2, ОК–3, ОК–4, ОК–7, ОК–8, ОК–9) (АВЕТ–3i), ПК1, ПК–23, ОПК–6, ПК–23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК–1, ОПК–2, ОПК–3, ОПК–4, ОПК–5, ОПК–6) (ЕАС–4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно–технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–2, ПК–3, ПК–4, ПК–7, ПК–8, ПК–9, ПК–10, ПК–11, ПК–13, ПК–14, ПК–15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК–1, ПК–5, ПК–6, ПК–10, ПК–12)
<b><i>в области организационно–управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в	Требования ФГОС

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	ВО (ОК–5, ОК–6, ПК–16, ПК–18) (ЕАС–4.2–h), (АВЕТ–3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК–5, ПК–14, ПК17, ПК–19, ПК–22)
<i>в области экспериментально–исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК–21, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК–22, ПК–23, ПК–24, ПК–25, ПК–26,) (АВЕТ–3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК–27, ПК–28, ПК–29, ПК–30) (АВЕТ–3с), (ЕАС–4.2–е)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 нефтегазовое дело  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Ахмедову Азаду Акиф оглы

Тема работы:

<b>Применение струйных насосов в компоновке с установкой электроцентробежных насосов при добыче нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-108/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Характеристика струйных насосов</li> <li>• Характеристика УЭЦН</li> <li>• Применение установки «Тандем»</li> <li>• Опыт применения на месторождениях Западной Сибири</li> <li>• Анализ существующих проблем при добыче нефти</li> <li>• Тандемные установки для снижения давления затрубного газа</li> <li>• Повышение КИН через водогазовое воздействие на пласт</li> <li>• Расчет вариантов компоновки тандемных установок</li> </ul>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Характеристика струйных насосов и УЭЦН	Пулькина Наталья Эдуардовна
Анализ опыта применения струйных насосов в компоновке с УЭЦН	Пулькина Наталья Эдуардовна
Возможности совместного использования УЭЦН и СН для решения проблем нефтедобычи в Западной Сибири	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Характеристика струйных насосов и УЭЦН	
2. Анализ опыта применения струйных насосов в компоновке с УЭЦН	
3. Возможности совместного использования УЭЦН и СН для решения проблем нефтедобычи в Западной Сибири	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н		
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Ахмедов Азад Акиф оглы		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения Весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020	Характеристика струйных насосов и УЭЦН	20
13.04.2020	Анализ опыта применения струйных насосов в компоновке с УЭЦН	20
04.05.2020	Возможности совместного использования УЭЦН и СН для решения проблем нефтедобычи в Западной Сибири	30
11.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2020	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф. - м.н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 26 рис., 18 табл., 22 источников.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, тандемная установка, струйный насос, эффективность эксплуатации скважин, осложненные скважины.

Объектом исследования являются тандемные установки струйных насосов в компоновке с установками электроцентробежных насосов.

Цель работы – проанализировать эффективность применения тандемных установок на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе работы были выявлены факторы, осложняющие добычу нефти на нефтяных месторождениях Западной Сибири и приведены условия возможности использования тандемных установок для добычи нефти. Приведены варианты компоновки струйных насосов и установок электроцентробежного насоса.

Определена экономическая эффективность: комбинированные установки показывают лучшую энергоэффективность, следовательно, дают больший экономический эффект.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

КИН - коэффициент извлечения нефти

ОПЗ – обработка призабойной зоны

УШГН - установка штанговых глубинных насосов

УЭЦН- установка электроцентробежного насоса

СК – станок-качалка

КПД – коэффициент полезного действия

КЭС – краткосрочная эксплуатация скважины

МРП – межремонтный период

КВЧ - количество взвешенных частиц

СУ – станция управления

ГОСТ - государственный стандарт

ТМС – термоманометрическая система

УВН – установка винтового насоса

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГРП – гидроразрыв пласта

АГЗУ - автоматическая групповая замерная установка

ТиКРС – текущий и капитальный ремонт скважины

ППД – поддержание пластового давления

АПВ – автоматическое повторное включение

ГПН – гидropоршневой насос

ЧРП - частотно-регулируемый привод

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>11</b>
<b>1 ХАРАКТЕРИСТИКА СТРУЙНЫХ НАСОСОВ И УЭЦН .....</b>	<b>13</b>
1.1 Характеристика струйных насосов.....	13
1.2 Характеристика УЭЦН.....	20
<b>2 АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ В КОМПОНОВКЕ С УЭЦН .....</b>	<b>28</b>
2.1 Применение установки «Тандем» .....	28
2.1.1 Описание техники и технологии установки.....	28
2.1.2 Преимущества установки «Тандем».....	31
2.2 Опыт применения на месторождениях Западной Сибири .....	34
<b>3 ВОЗМОЖНОСТИ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УЭЦН И СН ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НЕФТЕДОБЫЧИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....</b>	<b>41</b>
3.1 Анализ существующих проблем при добыче нефти .....	41
3.2 Тандемные установки для снижения давления затрубного газа.....	45
3.2.1 Постановка проблемы .....	45
3.2.2 Струйный аппарат для перепуска газа из затрубного пространства .....	47
3.3 Повышение КИН через водогазовое воздействие на пласт .....	50
3.4 Расчет вариантов компоновки тандемных установок .....	53
<b>4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>60</b>
4.1 SWOT-анализ .....	60
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	63
4.3 Разработка графика проведения исследовательской работы .....	65
4.4 Бюджет научно-технического исследования .....	66
4.4.1 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы .....	67

4.4.2	Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования .....	68
4.4.3	Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	69
4.4.4	Расчет затрат на оплату труда.....	70
4.4.5	Расчет отчислений во внебюджетные фонды .....	72
4.4.6	Расчет накладных расходов .....	73
4.4.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы .....	74
4.5	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования .....	74
4.6	Вывод по разделу.....	77
<b>5</b>	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>80</b>
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
5.2	Производственная безопасность.....	82
5.3	Анализ производственных факторов.....	83
5.3.1	Анализ вредных производственных факторов.....	83
5.3.2	Анализ опасных производственных факторов.....	85
5.4	Экологическая безопасность.....	87
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	89
5.6	Вывод к разделу.....	91
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>92</b>
	<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>94</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

В последние десятилетия ведутся активные поиски новых способов добычи нефти, особенно в области эксплуатации наклонных скважин. При использовании бесштанговых гидроприводных струйных насосных установок вместо УСШН в скважинах со значительной кривизной ствола энергетические затраты существенно снижаются, а межремонтный период (МРП) скважинного оборудования увеличивается. Компактность, высокие монтажеспособность, эффективность и степень унификации узлов позволяют применять гидроприводные насосные установки при эксплуатации кустовых скважин в труднодоступных районах Сибири и на морских месторождениях.

Изменение условий эксплуатации многих нефтяных месторождений, связанное с увеличением числа объектов разработки в труднодоступных северных районах и на континентальном шельфе, вызвало возрождение интереса к струйным насосным установкам.

Струйные насосы являются разновидностью гидроприводных насосов, и они обладают всеми достоинствами этого вида оборудования.

Благодаря своим конструктивным особенностям струйные аппараты отличаются высокой надежностью и эффективностью, особенно в осложненных условиях эксплуатации, например, при добыче пластовой жидкости со значительным содержанием механических примесей и коррозионно-активных веществ из наклонно направленных скважин.

К преимуществам струйных насосов относят их малые габариты, большую пропускную способность и возможность стабильно отбирать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа. Кроме того, проста конструкция установок, отсутствуют движущиеся детали, возможно исполнение струйного насоса в виде свободного, сбрасываемого агрегата.

Однако на протяжении многих лет в отечественной нефтяной промышленности основной фонд добывающих скважин эксплуатируется при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и установок штанговых скважинных насосов (УШСН), но в настоящее время

эксплуатация малодебитного фонда скважин, причем в осложняющих условиях, привела к тому, что наработка на отказ погружного насосного оборудования значительно снижается. Скважины с низким дебитом порой не удаётся освоить традиционным насосным оборудованием, и они уходят в бездействие.

УЭЦН и УШСН имеют большое количество достоинств и недостатков. В настоящее время проводятся работы по комбинированию различных установок. Одним из способов комбинированной эксплуатации является возможность совместного использования струйных насосов и УЭЦН. Рассмотрению возможностей применения струйных насосов в компоновке с УЭЦН посвящена данная работа.

Целью работы является анализ возможностей эксплуатации скважин тандемными установками струйный насос и УЭЦН.

Задачи работы следующие:

- провести анализ существующих технологий эксплуатации скважин струйными насосами и УЭЦН;
- рассмотреть возможности применения установок «Тандем» и проанализировать опыт их использования на месторождениях Западной Сибири;
- выявить возможности совместного использования УЭЦН и СН для решения проблем нефтедобычи в Западной Сибири;
- провести оценку эффективности применения разработанных технологий, реализованных на месторождении.

В работе рассмотрены возможности применения тандемных установок на месторождениях Западной Сибири, а также при эксплуатации скважин в осложненных условиях.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СТРУЙНЫХ НАСОСОВ И УЭЦН

## 1.1 Характеристика струйных насосов

Струйными аппаратами (струйными насосами, эжекторами) называются устройства, в которых происходит смешение и энергообмен двух потоков разных давлений с образованием смешанного потока.

Среда, находящаяся перед аппаратом при более высоком давлении, называется рабочей средой, а её поток называется рабочим потоком. Истекая с высокой скоростью из сопла в приемную камеру струйного аппарата, рабочий поток увлекает среду, имеющую перед аппаратом более низкое давление, которая называется инжектируемой (откачиваемой, пассивной). Как правило, в струйных аппаратах происходит сначала преобразование потенциальной энергии рабочего потока в кинетическую. Кинетическая энергия рабочего потока частично передается инжектируемому потоку. В проточной части струйного аппарата происходит выравнивание скоростей смешиваемых потоков и обратное преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

В струйном насосе или инжекторе (Рисунок 1.1 ) поток откачиваемой жидкости перемещается от забоя скважины до устья скважины за счет получения энергии от потока рабочей жидкости, подаваемого поверхностным силовым насосом с устья скважины [14].

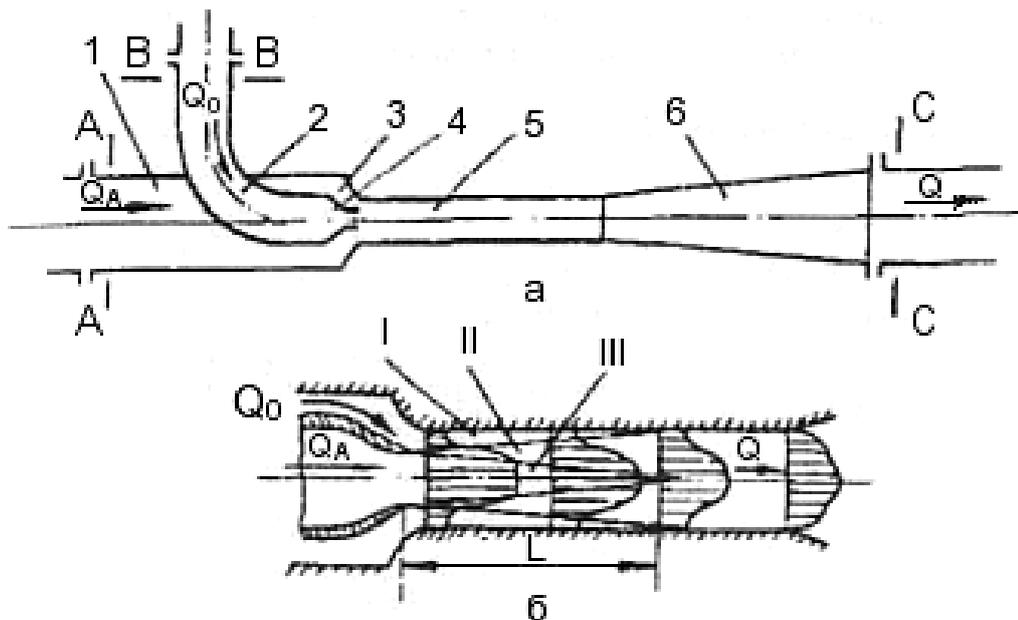


Рисунок 1.1 – Схема струйного насоса (а) и движение жидкостей в нем (б): 1 — подвод откачиваемой жидкости; 2 — подвод рабочей жидкости; 3 — входное кольцевое сопло; 4 — рабочее сопло; 5 — камера смешения; 6 — диффузор; I — невозмущенная откачиваемая жидкость; II — пограничный слой; III — невозмущенная рабочая жидкость (ядро)

Нагнетание скважинной жидкости осуществляется благодаря явлению эжекции в рабочей камере, т.е. смешению скважинной жидкости с рабочим потоком жидкости, обладающим большой энергией, см. рисунок 1.1.

Режим работы струйного насоса характеризуется следующими параметрами [18]: рабочий напор  $H_p$ , затрачиваемый в насосе и равный разности напоров рабочего потока на входе в насос (сечение В-В) и на выходе из него (сечение С-С), полезный напор  $H_n$ , создаваемый насосом и равный разности напоров подаваемой жидкости за насосом (сечение С-С) и перед ним (сечение А-А); расход рабочей жидкости  $Q_1$ ; полезная подача  $Q_0$ . КПД струйного насоса равен отношению полезной мощности к затраченной и может достигать величины  $KПД = 0,2...0,35$ :

$$\eta = \frac{Q_0 \cdot H_n}{Q_1 \cdot H_p} \quad (1.1)$$

Такое значение КПД струйных насосов обусловлено большими потерями энергии, сопровождающими рабочий процесс: в камере смешения (на вихреобразование и гидравлическое трение жидкости о стенки камеры); в элементах насоса, подводящих и отводящих жидкость (в рабочем и кольцевом сопле и диффузоре).

### **Принцип работы струйного насоса.**

При истечении рабочей жидкости со скоростью  $V_1$ , из сопла в затопленное пространство сразу за передним срезом сопла на поверхности струи возникает область смешения. Быстрые частицы проникают в окружающий медленный поток невозмущенной жидкости, подсасываемый через кольцевой проход в камеру со скоростью  $V_0$  и передают ей энергию. Этот процесс, основанный на интенсивном вихреобразовании, происходит в непрерывно утолщающемся по длине струйном пограничном слое. Вместе с тем внутренняя область рабочей струи, а именно ее ядро и внешняя область невозмущенной подсасываемой жидкости – постоянно уменьшаются и на расстоянии  $L$  от рабочего сопла потоки рабочей и откачиваемой жидкости уже полностью перемешаны. На дальнейшем участке камеры смешения происходит только выравнивание профиля скоростей потока жидкости. Чаще всего в струйных насосах применяют цилиндрические камеры смешения, технологические простые в изготовлении и обеспечивающие относительно высокий КПД [17].

Для преобразования достаточно высокой скорости потока в камере смешения в давление поток направляется в диффузор.

### **Технические характеристики скважинного струйного насоса**

Схемы струйных аппаратов весьма разнообразны. На рисунке 1.2 представлена принципиальная схема наиболее известной и распространенной конструкции эжектора. Основные элементы аппарата: рабочее (активное) сопло 1, приемная камера 2, камера смешения 3, диффузор 4.

Сопло служит для преобразования потенциальной энергии давления в кинетическую энергию рабочего потока, который истекает с высокой скоростью из сопла и подсасывает за счёт образующегося разрежения инжектируемый поток в приёмную камеру. Потoki рабочей и инжектируемой сред поступают далее в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, сопровождающееся, как правило, повышением давления.

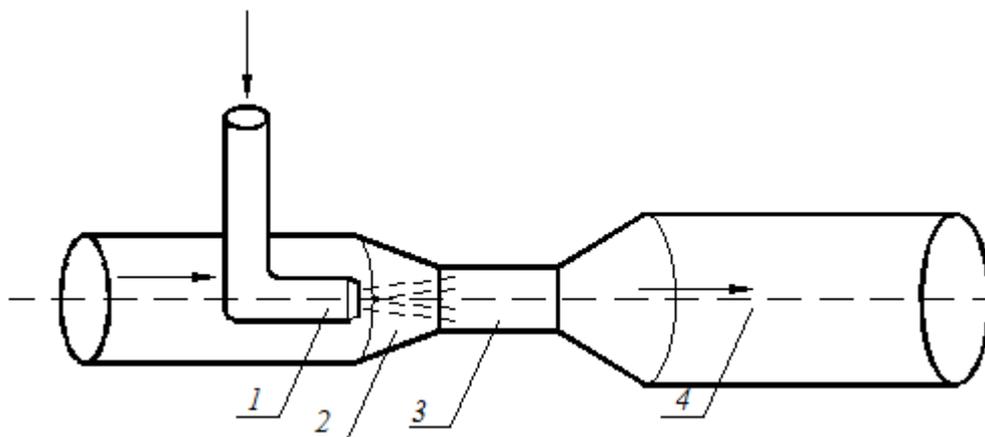


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема струйного аппарата

1 – рабочее сопло, 2 – приёмная камера, 3 - камера смешения, 4 – диффузор [21]

Из камеры смешения поток направляется в диффузор, где происходит дальнейший рост давления. Давление смешанного потока на выходе из диффузора больше давления подсасываемого потока, поступающего в приёмную камеру. Откачиваемая жидкость поступает в ту же камеру и увлекается струей рабочей жидкости в горловину диффузора.

В смесительной камере и начале горловины диффузора потоки жидкости смешиваются, и кинетическая энергия рабочей жидкости частично передается откачиваемой. Далее в диффузоре кинетическая энергия преобразуется в потенциальную, и смесь выходит из насоса с определенным давлением. Все эти процессы сопровождаются большой потерей энергии и поэтому КПД насоса невелик.

Такие насосы широко и давно используются в промышленности и сельском хозяйстве, в частности, для отбора воды из неглубоких колодцев, скважин, котлованов и для других подобных нужд.

В качестве рабочего агента используется пластовая вода с ППД. Давление рабочего агента 9...17 МПа, глубина спуска оборудования 600...2200 м, отбор инжектируемой жидкости до 160 м<sup>3</sup>/сут, расход рабочего агента 100 м<sup>3</sup>/сут [15].

Эти насосы не имеют движущихся и трущихся частей, поэтому при небольших напорах они достаточно долговечны, даже при содержании в откачиваемой жидкости механических примесей, песка.

Для очистки скважин от песчаных пробок был разработан глубинный аппарат (рис. 1.3). Он состоит из сопла 5 и диффузора 2, 3, 4, включающих износостойкую горловину 4, и начало раструба диффузора 3. Последние две детали выполняются из износостойчивой стали с высокой твердостью или из керамики, поскольку в этой части насоса жидкость с песком идет с большой скоростью (порядка 80...120 м/сек).

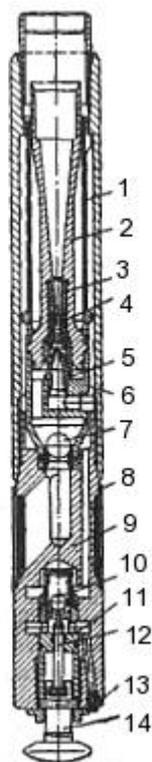


Рисунок 1.3 – Элементы струйного насоса

Глубинный аппарат спускается в скважину на специальных сдвоенных (концентричных) трубах. Внешний ряд труб соединяется с насосом и между собой резьбой. Внутренний ряд имеет уплотнение - резиновое кольцо, входящее в посадочное место, нижней детали. По кольцевому пространству труб к глубинному насосу подается рабочая жидкость. Она проходит фильтр 1 и по каналам детали 6 подходит к соплу 5. Жидкость, откачиваемая из скважины, проходит через фильтр 8 и обратный клапан 7 к смесительной камере, находящейся между соплом 5 и горловиной диффузора 4. При спуске аппарата до песчаной пробки он упирается в нее пятой 14. Если пробка не плотная, аппарат погружается в нее и начинает отбирать песчаную пульпу, поднимая ее на поверхность. Если пробка плотная, то при спуске аппарата пята поднимает шток 12 и шар клапана 10. Тогда рабочая жидкость проходит по каналам, деталей 9 и 11 к трем соплам 13. Жидкость, выходя из них, с большой скоростью размывает плотную песчаную пробку. Во время размыва пробки при снижении подачи струйного насоса или кратковременном прекращении отбора жидкости из скважины клапан 7 предотвращает уход рабочей жидкости через сопло в скважину или жидкости из труб через диффузор [19].

При чистке скважины от песчаной пробки струйный аппарат и сдвоенные трубы подвешивают на крюке в скважине. При помощи специального вертлюга к трубам подводится рабочая жидкость и отводится откачиваемая пульпа. Промывочный агрегат подает рабочую жидкость по трубам, а затем по шлангу высокого давления к вертлюгу. На этом трубопроводе смонтирован перепускной кран для регулировки режима работы струйного насоса.

Отводимая часть рабочей жидкости по шлангу подается в скважину или в какую-либо емкость. По мере чистки пробки и спуска труб подъемником их наращивают, используя сдвоенные трубы, подвезенные на лафете.

Струйные аппараты имеют и **недостатки**, к числу которых прежде всего относятся отсутствие автономного привода и необходимость использования для нагнетания в сопло постороннего источника напорной жидкости, а также низкий КПД собственно струйного насоса, как правило, не превышающий в лучших конструкциях значения 0,35 – 0,4 [16].

Наибольший интерес представляют струйные аппараты, предназначенные для эжектирования потока пассивной среды струей рабочей жидкости и последующего их совместного транспортирования. Откачиваемая среда может быть жидкостью, газом, твердым (сыпучим) телом или газожидкостной смесью.

Следует отметить, что в подавляющем большинстве условий эксплуатации, встречающихся на практике, для работы струйного аппарата необходим насос, нагнетающий жидкость под давлением в сопло струйного аппарата. При этом струйный аппарат и насос, работающие совместно, образуют **насосно-эжекторную систему**.

В зависимости от того, в какой степени используется потребителем активный поток, КПД струйного аппарата в составе насосно-эжекторной системы  $\eta^*$  будет иметь различные значения. Величина  $\eta^*$  определяется как

$$\eta^* = \frac{N_{нас} + rN_{акт}}{N_{полн}} \quad (1.2)$$

где  $N_{нас}$  - мощность, полученная пассивным подсосываемым потоком;

$N_{акт}$  - остаточная мощность активного потока на выходе из эжектора;

$N_{полн}$  - полная мощность, затраченная активным потоком;

$r$  - коэффициент использования активного потока.

Значения  $r$  могут меняться от нуля до единицы. В случае если полезно используется только пассивный поток,  $r = 0$ . Когда полезно используется также весь активный поток,  $r = 1$ . При частичном использовании потребителем активного потока  $0 < r < 1$ .

Из этого следует, что наивысшие значения КПД струйного аппарата в составе насосно-эжекторной системы достигаются в тех случаях, когда полезно используется весь активный поток рабочей жидкости. При частичном использовании рабочей жидкости значения КПД снижаются, а при полезном использовании только пассивного потока величины  $\eta^*$  будут самыми низкими.

## 1.2 Характеристика УЭЦН

В УЭЦН наиболее ответственное и слабое звено-колонна насосных штанг — проводник энергии от привода, расположенного на поверхности. Поэтому разработаны насосные установки с переносом привода (первичного двигателя) в скважину к насосу. К ним относятся установки погружных центробежных, винтовых и диафрагменных электронасосов. Электроэнергия в этом случае подается по кабелю, закрепленному на НКТ. Имеются глубинные насосы, например, гидропоршневые, струйные, которые используют энергию потока рабочей жидкости, подготовленной на поверхности и подаваемой в скважину по трубопроводу (НКТ).

Область применения УЭЦН — это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом  $10 \div 1300$  м<sup>3</sup>/сут и высотой подъема  $500 \div 2000$  м. Межремонтный период УЭЦН составляет до 320 суток и более. Установки погружных центробежных насосов предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси [15].

Установки электроцентробежного насоса, как и все нефтепромысловое оборудование, состоят из нескольких компонентов. На рисунке 1.4 показана типичная установка электроцентробежного насоса.

Установка состоит из погружного насосного агрегата, кабельной линии, спускаемой в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции).

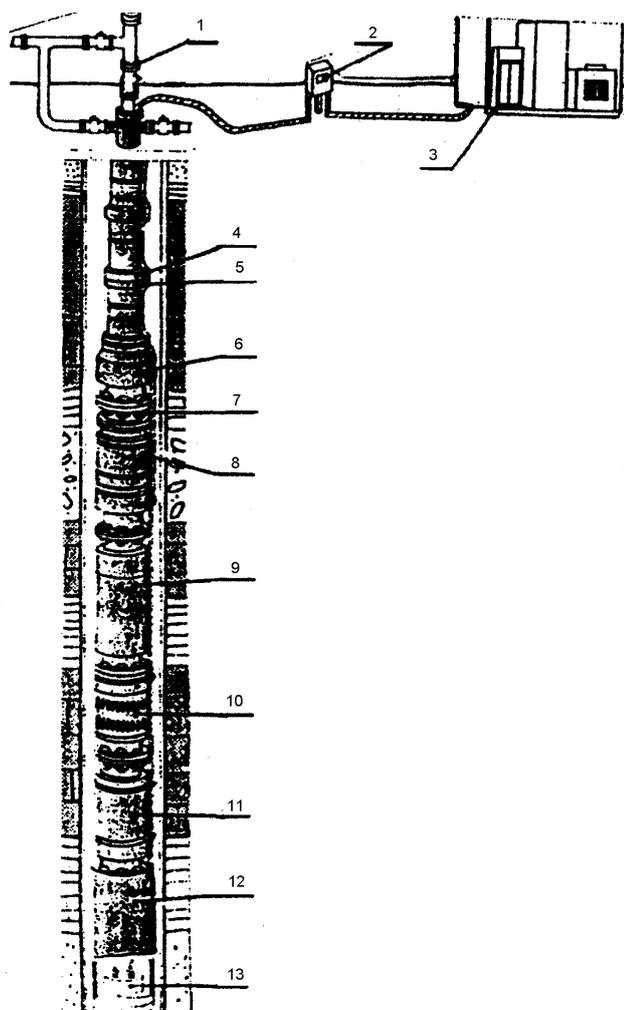


Рисунок 1.4 – Установка погружного центробежного насоса:

1 - оборудование устья скважин; 2 - пункт подключательный выносной; 3 - трансформаторная комплексная подстанция; 4 - клапан спускной; 5 - клапан обратный; 6 - модуль-головка; 7 - кабель; 8 - модуль-секция; 9 - модуль насосный газосепаратор; 10 - модуль исходный; 11 – протектор; 12 - электродвигатель; 13 - система термоманометрическая [22]

### **Погружной насосный агрегат**

Погружной насосный агрегат включает в себя двигатель (электродвигатель с гидрозащитой) и насос, над которым устанавливают обратный и сливной клапаны.

Насос (ЭЦНМ) — погружной центробежный модульный многоступенчатый вертикального исполнения. Модуль-секция насоса (рис.1.5) состоит из корпуса 1, вала 2, пакетов ступеней (рабочих колес — 3 и

направляющих аппаратов — 4), верхнего подшипника 5, нижнего подшипника 6, верхней осевой опоры 7, головки 8, основания 9, двух ребер 10 (служат для защиты кабеля от механических повреждений) и резиновых колец 11, 12, 13.

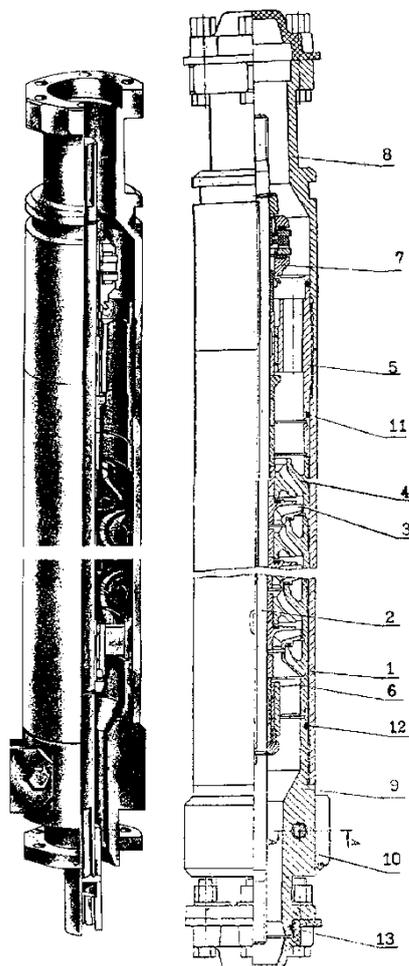


Рисунок 1.5 – Модуль-секция насос

Рисунок 1.6 1 — корпус; 2 — вал; 3 — колесо рабочее; 4 — аппарат направляющий; 5 — подшипник верхний; 6 — подшипник нижний; 7 — опора осевая верхняя; 8 — головка; 9 — основание; 10 — ребро; 11, 12, 13 — кольца резиновые [19].

Рабочие колеса свободно передвигаются по валу в осевом направлении и ограничены в перемещении нижним, и верхним направляющими аппаратами. Осевое усилие от рабочего колеса передается на нижнее текстолитовое кольцо и затем на бурт направляющего аппарата. Частично осевое усилие передается валу вследствие трения колеса о вал или прихвата

колеса к валу при отложении солей в зазоре или коррозии металлов. Крутящий момент передается от вала к колесам латунной шпонкой, входящей в паз рабочего колеса. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из отрезков длиной 400-1000 мм.

Направляющие аппараты сочленяются между собой по периферийным частям, в нижней части корпуса они все опираются на нижний подшипник 6 (рис. 1.5) и основание 9, а сверху через корпус верхнего подшипника зажаты в корпусе.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля секции с валом входного модуля (или вала газосепаратора), вала входного модуля с валом гидрозашиты двигателя осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем — фланцевое. Уплотнение соединений (кроме соединения входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) осуществляется резиновыми кольцами.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный — *газосепаратор* (рис. 1.7).

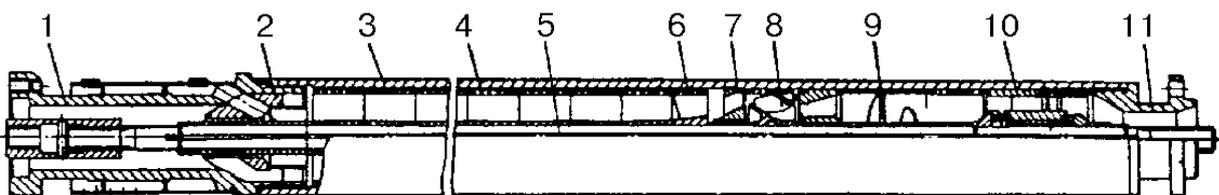


Рисунок 1.7 – Газосепаратор

Рисунок 1.8 1 — головка; 2 — переводник; 3 — сепаратор; 4 — корпус; 5 — вал; 6 — решетка; 7 — направляющий аппарат; 8 — рабочее колесо; 9 — шпек; 10 — подшипник; 11 — основание [14].

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость

концентрируется в периферийной части, а газ — в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное пространство. Газосепараторы серии МНГ имеют предельную подачу  $250 \div 500 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , коэффициент сепарации 90 %, массу от 26 до 42 кг.

*Двигатель* погружного насосного агрегата состоит из электродвигателя и гидрозащиты. Электродвигатели (рис. 1.9) погружные трехфазные короткозамкнутые двухполюсные маслonaполненные обычного и коррозионно-стойкого исполнения унифицированной серии ПЭДУ и в обычном исполнении серии ПЭД модернизации Л. Гидростатическое давление в зоне работы не более 20 МПа. Номинальная мощность от 16 до 360 кВт, номинальное напряжение  $530 \div 2300 \text{ В}$ , номинальный ток  $26 \div 122.5 \text{ А}$ .

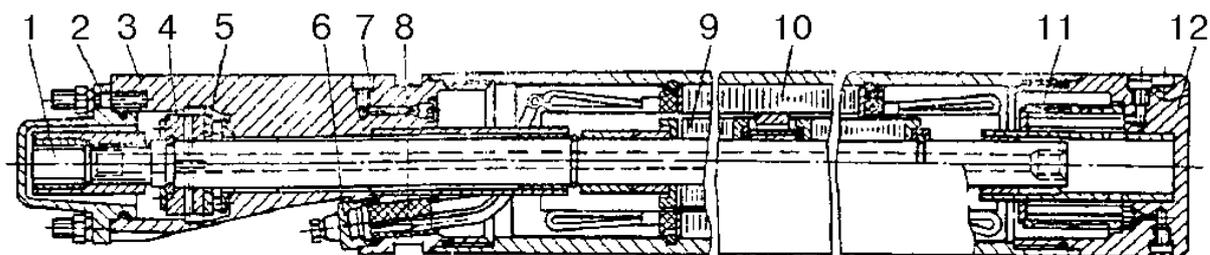


Рисунок 1.9 – Электродвигатель серии ПЭДУ

1 — соединительная муфта; 2 — крышка; 3 — головка; 4 — пятка; 5 — подпятник; 6 — крышка кабельного ввода; 7 — пробка; 8 — колодка кабельного ввода; 9 — ротор; 10 — статор; 11 — фильтр; 12 — основание [1].

*Гидрозащита* (рис. 1.10) двигателей ПЭД предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит либо из одного протектора, либо из протектора и компенсатора.

*Система термоманометрическая ТМС-3* предназначена для автоматического контроля за работой погружного центробежного насоса и его защиты от аномальных режимов работы (при пониженном давлении на

приеме насоса и повышенной температуре погружного электродвигателя) в процессе эксплуатации скважин. Имеется подземная и наземная части. Диапазон контролируемого давления от 0 до 20 МПа. Диапазон рабочих температур от 25 до 105 °С.

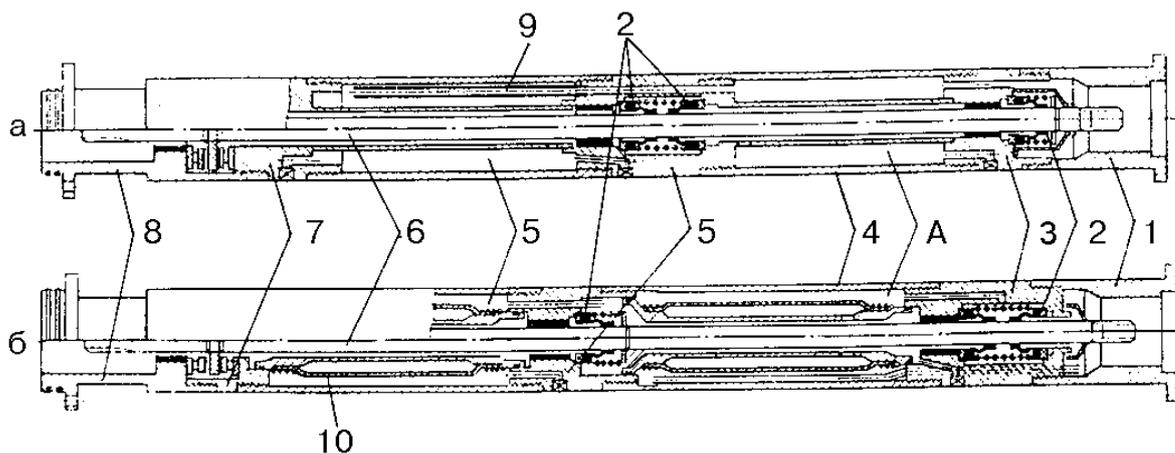


Рисунок 1.10 – Гидрозащита

*a* — открытого типа; *б* — закрытого типа

*A* — верхняя камера; *B* — нижняя камера;

*1* — головка; *2* — торцевое уплотнение; *3* — верхний ниппель;

*4* — корпус; *5* — средний ниппель; *6* — вал; *7* — нижний ниппель;

*8* — основание; *9* — соединительная трубка; *10* — диафрагма.

*Кабельная линия* представляет собой кабель в сборе, намотанный на кабельный барабан.

Кабель в сборе состоит из основного кабеля — круглого ПКБК (кабель, полиэтиленовая изоляция, бронированный, круглый) или плоского — КПБП (рис. 1.11), присоединенного к нему плоского кабеля с муфтой кабельного ввода (удлинитель с муфтой).

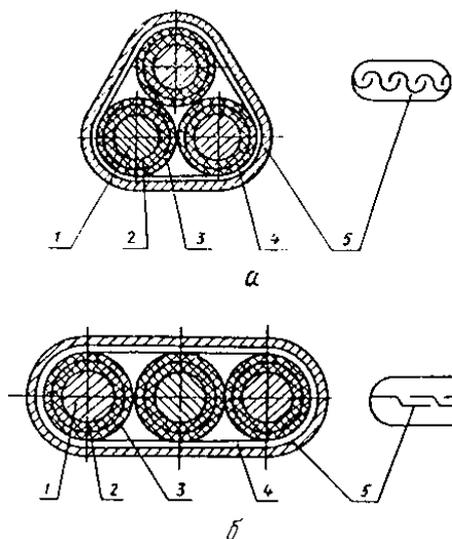


Рисунок 1.11 – Кабели

*a* — круглый; *б* — плоский; 1 — жила; 2 — изоляция; 3 — оболочка; 4 — подушка; 5 — броня [1].

Кабель состоит из трех жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку; подушки из прорезиненной ткани и брони. Три изолированные жилы круглого кабеля скручены по винтовой линии, а жилы плоского кабеля — уложены параллельно в один ряд. Кабель в сборе имеет унифицированную муфту кабельного ввода круглого типа. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны изолированные жилы плоского кабеля с помощью резинового уплотнителя. К токопроводящим жилам прикреплены штепсельные наконечники.

*Комплектные устройства* обеспечивают включение и выключение погружных двигателей, дистанционное управление с диспетчерского пункта и программное управление, работу в ручном и автоматическом режимах, отключение при перегрузке и отклонении напряжения питающей сети выше 10 % или ниже 15 % от номинального, контроль тока и напряжения, а также наружную световую сигнализацию об аварийном отключении (в том числе со встроенной термометрической системой).

*Комплексная трансформаторная подстанция* погружных насосов — КТППН предназначена для питания электроэнергией и защиты электродвигателей погружных насосов из одиночных скважин мощностью 16 ÷ 125 кВт включительно. Номинальное высокое напряжение 6 или 10 кВ, пределы регулирования среднего напряжения от 1208 до 444 В (трансформатор ТМПН100) и от 2406 до 1652 В (ТМПН160). Масса с трансформатором 2705 кг. Комплектная трансформаторная подстанция предназначена для электроснабжения, управления и защиты четырех центробежных электронасосов с электродвигателями 16 ÷ 125 кВт для добычи нефти в кустах скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ. КТППНКС рассчитана на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

В комплект поставки установки входят: насос, кабель в сборе, двигатель, трансформатор, комплектная трансформаторная подстанция, комплектное устройство, газосепаратор и комплект инструмента.

## **2 АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ В КОМПОНОВКЕ С УЭЦН**

### **2.1 Применение установки «Тандем»**

#### **2.1.1 Описание техники и технологии установки**

Повышение эффективности добычи нефти установками погружных центробежных насосов (УЭЦН) в осложненных условиях является актуальной задачей для отечественной и мировой нефтедобывающей промышленности. Одним из перспективных направлений ее решения является применение погружных насосно-эжекторных систем. Эти установки содержат, помимо погружных центробежных насосов, струйные аппараты (эжекторы), а также газосепараторы. Так как в системе при этом работают два насоса - центробежный и струйный, такие технологии добычи нефти получили название тандемных.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработаны новые тандемные технологии, которые прошли широкую промышленную проверку на промыслах. Они позволяют надежно добывать нефть при высоком газовом факторе и могут успешно адаптироваться к изменяющимся в широком диапазоне эксплуатационным условиям процесса разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Эти технические решения в настоящее время заметно превышают мировой уровень. За рубежом подобные исследования ведутся с отставанием на несколько лет [15].

Разработанная погружная насосно-эжекторная система (патент СССР №1825544), включает в себя струйный аппарат в компоновке с УЭЦН и газосепаратором. Система содержит установленные на насосно-компрессорных трубах (НКТ) 1 погружной насос 2, нагнетательный патрубок 3 которого подключен к активному рабочему соплу 4 струйного аппарата с приемной камерой 5, камерой 6 смешения и диффузором 7, сепаратор 8 с

входным окном 9, каналами 10 отвода газообразной среды, сообщенными с приемной камерой 5 и выходным жидкостным патрубком 11, подключенным к всасывающему патрубку насоса 2 (рис. 2.1).

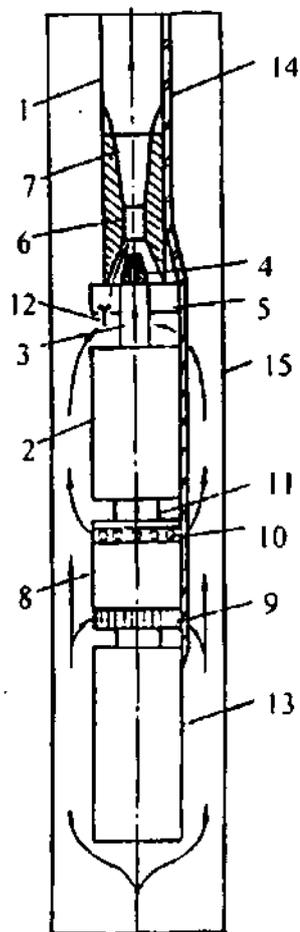


Рисунок 2.1 – Погружная насосно-эжекторная система для подъема газированной жидкости из скважин (патент СССР №1825544): 1 - НКТ; 2 - ЭЦН; 3 - нагнетательная линия ЭЦН; 4, 5, 6, 7 - сопло, приемная камера, камера смешения, диффузор струйного аппарата, соответственно; 8 - газосепаратор; 9 - приемная сетка; 10 - отверстия для сброса газа; 11 - входная линия ЭЦН; 12 - обратный клапан; 13 - ПЭД; 14 - кабель; 15 - эксплуатационная колонна [16].

Новым в системе является то, что с целью повышения надежности работы каналы 10 отвода газообразной среды сепаратора 8 и приемная камера 5 струйного аппарата сообщены с затрубным пространством

скважины, при этом сепаратор 8 выполнен центробежного типа. Приемная камера 5 струйного аппарата снабжена обратным клапаном 12. Система содержит также двигатель 13, кабель 14 и спускается в обсадную колонну 15. При работе системы газированная жидкость из скважины поступает в кольцевое пространство вокруг устройства. Часть жидкости через приёмную сетку 9 поступает в центробежный сепаратор 8.

Отсепарированный газ через каналы 10 отвода газообразной среды поступает обратно в кольцевое пространство, а жидкость через жидкостный патрубок 11 - во всасывающий патрубок насоса 2. Другая часть газированной жидкости, минуя сепаратор 8 и насос 2, поступает по затрубному пространству в приемную камеру 5 струйного аппарата. При этом туда же поступает отделённый сепаратором 8 газ. Жидкость, нагнетаемая насосом 2, поступает в активное сопло 4 и, вытекая из него, увлекает из приемной камеры 5 перекачиваемую газированную жидкость в камеру 6 смешения. Из камеры 6 смешения смесь сред поступает в диффузор 7 и далее по НКТ 1 на поверхность.

Наличие на выходе насоса струйного аппарата позволяет задать режим ЭЦН в рабочей части его характеристики путем соответствующего подбора размеров выходного сечения активного сопла. Кроме того, в предложенном решении величина полезного расхода продукции, подаваемой на поверхность, включает в себя подачу как эжектируемой, так и рабочей среды, что существенно увеличивает к.п.д. установки.

Предложенный способ извлечения неоднородной многофазной среды из скважин (патент СССР №1831593) с применением погружной насосно-эжекторной системы включает сепарацию свободного газа от потока флюида в стволе скважины и эжектирование части газовой фазы с последующим направлением ее в напорную линию. Новым в способе является то, что с целью повышения эффективности извлечения жидкости за счет устранения образования отложений твердой фазы (парафина, смол, асфальтенов, газогидратов) эжектирование осуществляют в зоне, расположенной ниже

точки глубины начала выпадения твердой фазы, причем дополнительно эжектируют часть жидкости из затрубного пространства [14].

Эти изобретения позволили создать новую технологию эксплуатации скважин погружными центробежными насосами, возможности которой оказались гораздо шире, чем предполагалось на стадии патентования. Основными преимуществами новой технологии являются эффективное использование отсепарированного свободного газа для подъема жидкости, перевод режима работы ЭЦН в оптимальный и способность погружной насосно-эжекторной системы успешно адаптироваться к существенно изменяющимся условиям в процессе вывода скважины на режим и ее последующей эксплуатации.

### **2.1.2 Преимущества установки «Тандем»**

Исходя из описания технологии добычи с помощью данной установки, можно выделить несколько преимуществ:

- Успешное освоение бездействующих скважин, «невозможных» для работы обычного оборудования.
- Существенное расширение диапазона работы погружного насосного оборудования в скважинах.
- Эффективное использование отсепарированного газа для подъема жидкости из скважин и снижение энергозатрат.
- Успешная адаптация в нестационарных условиях разработки месторождений (изменение пластового давления, продуктивности, газового фактора скважины, обводненности и др.) и поддержка оптимального режима погружного центробежного насоса (ЭЦН).
- Перевод эксплуатации установками ЭЦН (УЭЦН) малодебитных скважин с периодического на непрерывный режим работы.
- Повышение наработок УЭЦН на отказ и межремонтного периода скважин.

- Ускорение вывода скважины на режим после глушения.
- Увеличение отбора жидкости из скважины за счет инъекции из затрубного пространства.

При эксплуатации системы «Тандем» газожидкостная смесь из скважины поступает в газосепаратор. Жидкость подается в ЭЦН и далее нагнетается в сопло эжектора - струйного насоса (СН), а отсепарированный газ сбрасывается в затрубное пространство (рис. 2.2).

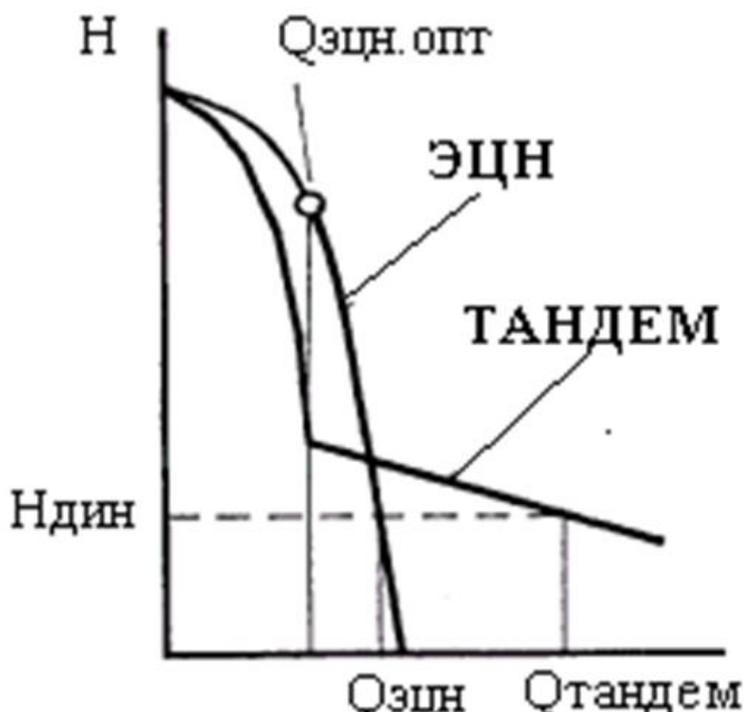


Рисунок 2.2 – Схема эксплуатации тандемной установки [18]

Рабочая жидкость, истекая через сопло с высокой скоростью, подсасывает в приемную камеру струйного аппарата (через приемную сетку и открытый обратный клапан) отделенный газосепаратором газ и газожидкостную смесь из затрубного пространства скважины. В камере смешения происходит смешивание и энергообмен между взаимодействующими потоками. Смешанный поток поступает в диффузор, в котором за счет плавного замедления потока происходит рост давления - до величины, необходимой для подъема продукции на поверхность. При освоении бездействующих скважин, а также при эксплуатации малодебитных

скважин обратный клапан в приёмной камере эжектора закрывается, и струйный аппарат работает как забойный штуцер. Это позволяет системе «Тандем» успешно адаптироваться к изменяющимся скважинным условиям.

Кроме того, установка струйного насоса выше выкида погружного электронасоса позволяет выделять газ и отводить его в межтрубное пространство в результате сепарации газосепаратора погружного насоса, и вводить его обратно в поток жидкости выше выкида погружного насоса для подъема к поверхности. Испытания опытного образца показали, что эта комбинация методов механизированной добычи может быть использована в морских условиях, особенно в глубоководных районах, где установка отдельных выкидных линий для отвода газа из межтрубного пространства создает большие трудности и требует значительных расходов (рис. 2.3).

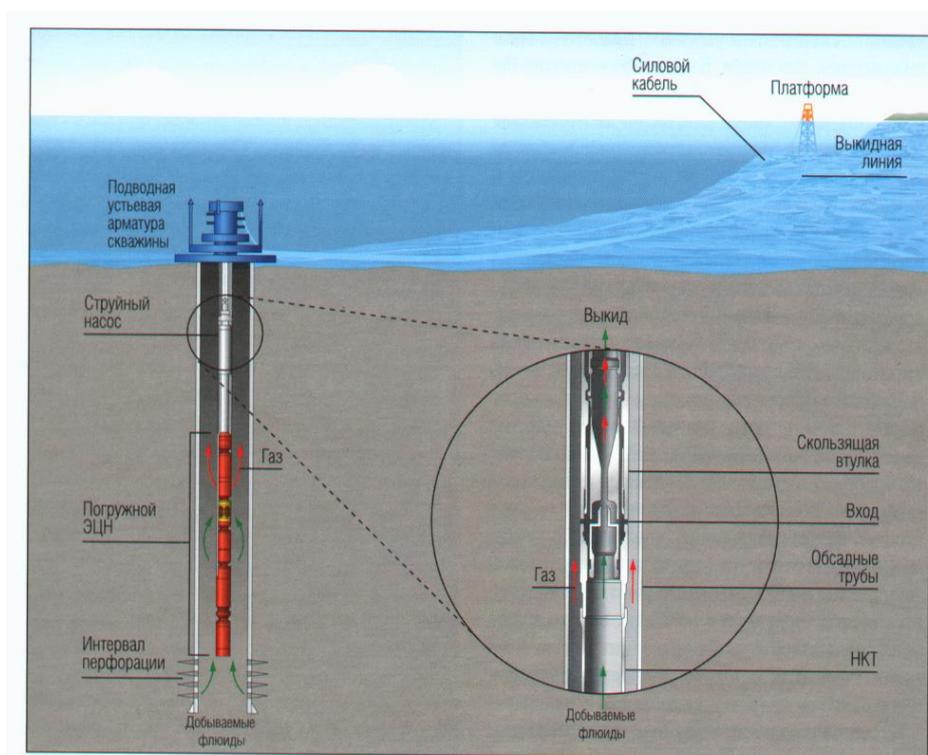


Рисунок 2.3 – Комбинирование погружных электронасосов и струйных насосов для работы в морских условиях [18]

## 2.2 Опыт применения на месторождениях Западной Сибири

Внедрение погружных насосно-эжекторных систем в обводнённых скважинах Талинского нефтяного месторождения (ХМАО) позволило увеличить дебиты скважин и получить дополнительную добычу нефти, обеспечило стабильную эксплуатацию и существенное повышение наработок установок на отказ [14].

Промысловые испытания показали, что в скважинах АО «Сургутнефтегаз» удалось реализовать такие преимущества погружных насосно-эжекторных систем, как: способность успешно адаптироваться к существенно изменяющимся условиям работы; возможность эксплуатировать ЭЦН в оптимальном режиме; облегчение вывода скважин на режим после глушения при подземном ремонте; повышение наработки установок на отказ; увеличение дебита жидкости и добычи нефти из скважин; возможность уменьшения глубины спуска ЭЦН [16].

Применение погружных насосно-эжекторных систем на Покамасовском, Западно-Пурпейском и других месторождениях оказалось эффективным средством для вывода скважин с осложненными условиями из бездействия [17].

Проведенный анализ литературных источников позволил собрать имеющуюся информацию по результатам применения тандемной установки в таблицу 2.1 и составить на ее основе график (рис. 2.4) [18]

Таблица 2.1 – Параметры эксплуатации скважин до и после внедрения технологии «Тандем»

Скважина, месторождение	До внедрения		После внедрения	
	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводнён- ность, %	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводнён- ность, %
3185 Фёдоровское	96	30	129	30
11277 Талинское	75	93	240	90
11258 Талинское	50	97	98	81
705 Покамасовское	В бездействии из-за невозможности освоения обычными насосами		47	20
959 Покамасовское			35	53,5
501 Западное Пурпе	В бездействии. Фирме «Шлюмберже» освоить скважину свабом не удалось		35	20
1521 Барсуковское	В бездействии		43	2,5

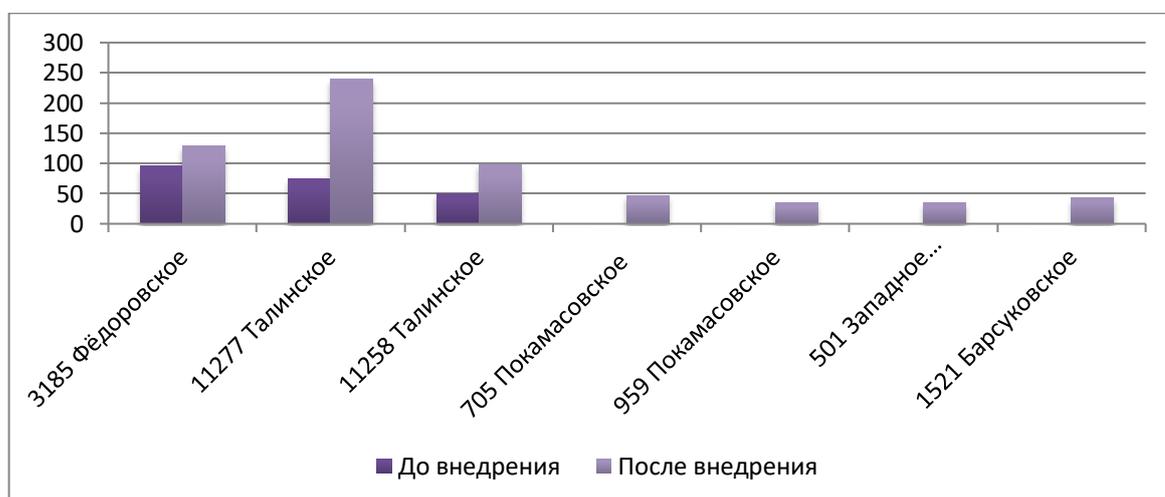


Рисунок 2.4 – Результаты внедрения тандемной установки на месторождениях Западной Сибири в 2010-2011 годах

Проведем обобщение промысловых характеристик погружных насосно-эжекторных систем в координатах «дебит жидкости  $Q$  - динамический уровень  $H_d$ » (рис. 2.5).

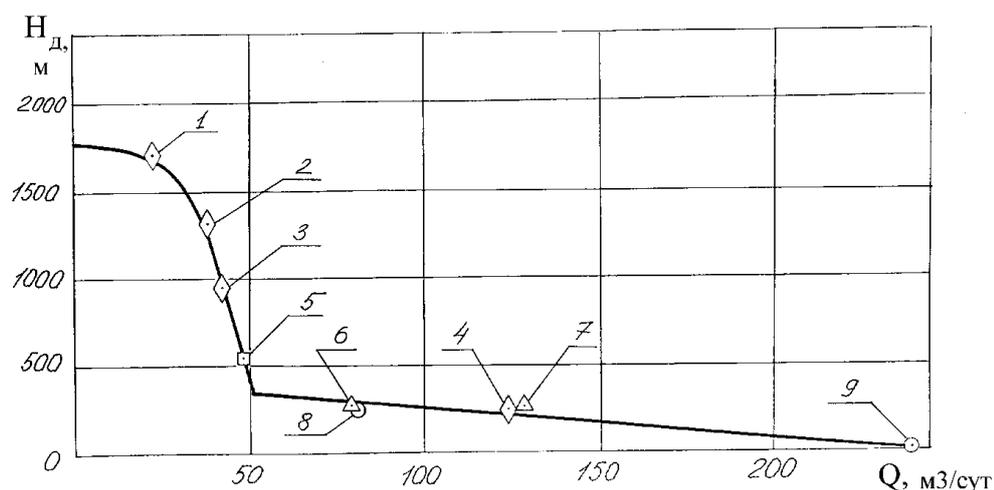


Рисунок 2.5 – Характеристика погружной насосно-эжекторной системы, содержащей насос ЭЦН5-50-1700 и струйный аппарат СН-50, в координатах

$Q_{ж} - H_{д}$ , по данным промышленных испытаний в скважинах: 3217 при максимальном снижении  $H_{д}$  (1), 2ПЗ (2), 19П (3), 3215 (4) Вынгапуровского, 4180 (5) Вынгаяхинского, 3773 (6), 3185 (7) Федоровского, 1875 (8) и П277 (9) Талинского месторождений [18].

Графический анализ показал, что точки, полученные в скважинах различных месторождений Западной Сибири при эксплуатации определенного типоразмера системы, можно обобщить единой зависимостью (рис. 2.5). Эта характеристика имеет тот же вид, что и теоретическая характеристика погружной насосно-эжекторной системы, что еще раз свидетельствует о правильности предложенной расчетной модели. Подобные графики построены и для других типоразмеров систем.

Установки ЭЦН с газосепараторами и струйными аппаратами успешно адаптируются к процессам существенного изменения добывных возможностей скважин при выводе на режим и нестационарной фильтрации флюидов в пласте. Эта технология дает возможность надежно эксплуатировать скважины при значительном падении пластового давления в залежи, а также при очень высоких входных газосодержаниях (рис. 2.6 и 2.6) [15].

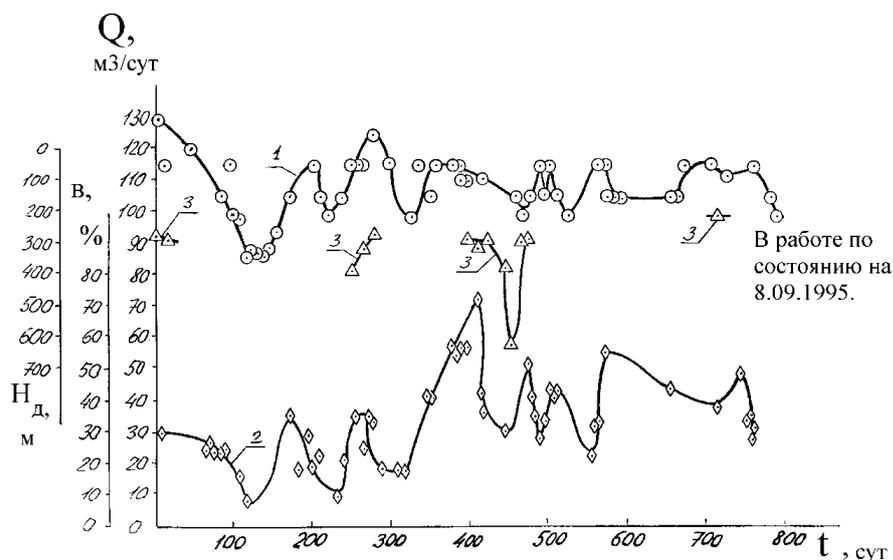


Рисунок 2.6 – Динамика работы ЭЦН5-50-1700 с газосепаратором и струйным аппаратом СН-50 в скважине 3185 НГДУ «Фёдоровскнефть» (зависимости дебита жидкости  $Q$  (1), обводнённости  $B$  (2) и динамического уровня  $H_d$  (3) от времени после запуска  $t$ ).

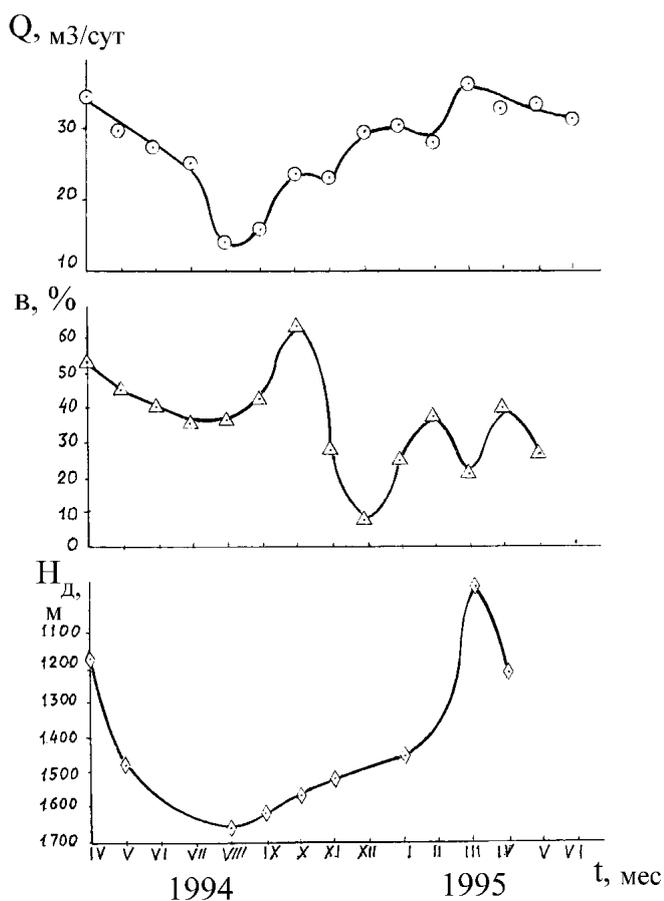


Рисунок 2.7 – Динамика работы скважины 959 Покамасовского месторождения после внедрения погружной насосно-эжекторной системы

В целом за время работы системы «Тандем» в скважине 3185 Фёдоровского месторождения границы изменения параметров эксплуатации составили [15]:

- по дебиту жидкости - 86 – 129 м<sup>3</sup>/сут;
- по обводненности - 7,9- 73,2%;
- по динамическому уровню - 214 - 617 м.

Однако, несмотря на такие значительные колебания условий, режим работы силового ЭЦН-50 насосно-эжекторной системы оставался неизменным и соответствовал оптимальному, поскольку сама система «Тандем» все время эксплуатировалась в скважине 3185 после вывода на режим в правой части характеристики. Это обстоятельство, несомненно, способствовало достижению высокой наработки ЭЦН.

Скважина 959 Покамасовского месторождения была выведена на режим из бездействия установкой ЭЦН5-50-1550 с газосепаратором МН-ГСЛ5 и струйным аппаратом СН-50 с параметрами: дебит жидкости 35 м<sup>3</sup>/сут, обводненность - 53,5%, динамический уровень - 1194 м.

Весьма интересная история последующей эксплуатации погружной насосно-эжекторной системы в скважине 959 представлена на рис. 2.7 [16].

В мае 1994 года на Покамасовском месторождении было начато существенное ограничение закачки воды в пласт, продолжавшееся до сентября. Это мероприятие проводили в целях реализации нестационарного циклического заводнения и повышения нефтеотдачи пласта, а также для более легкого глушения скважин при подземных ремонтах в летний период. В зоне расположения скважины 959 закачка воды в пласт была полностью остановлена.

Это привело к значительному снижению текущего пластового давления в окрестностях скважины 959. Динамический уровень упал с отметки 1194 м в апреле до 1472 в мае, а в августе 1994 г. находился уже практически на приеме насоса - 1660 м. Газосодержание на входе погружного насосного агрегата превысило величину 80%.

Несмотря на это, насосно-эжекторная система продолжала работать стабильно, без отключений по недогрузке. Подача установки уменьшилась до 14 м<sup>3</sup>/сут в августе, т.е. в 2,5 раза по сравнению с апрельским дебитом, однако срыва подачи не произошло. Система «Тандем» смогла успешно адаптироваться к сильнейшему падению пластового давления, и подача установки полностью соответствовала снизившемуся дебиту пласта. Отметим, что в этот период обводненность продукции уменьшалась с 53,5% до 36 - 37% [16].

Статический уровень, замеренный в скважине 959 в сентябре 1994 г., составил 947 м. Нетрудно подсчитать, что в этот период пластовое давление в зоне расположения скважины 959 было всего 16,1 МПа, в то время как в апреле оно оставляло 27 МПа. Таким образом, пластовое давление снизилось на 10,9 МПа, а установка «Тандем» продолжала безотказно работать.

После запуска системы ППД в конце сентября 1994 г. пластовое давление в окрестностях скважины 959 стало увеличиваться, что подтверждается ростом значений динамического уровня и повышением дебита жидкости (см. рис. 2.7). Через несколько месяцев после восстановления закачки воды в пласт установка «Тандем» практически вернулась на прежний режим работы по подаче. Динамический уровень, поднявшись в марте 1995 г. до отметки 960 м, затем снизился до 1206 м в апреле 1995 г.

Обводненность продукции, увеличившаяся в октябре до 64% (см. рис. 2.7), в дальнейшем упала до 9% (декабрь 1994 г.) и менялась потом в пределах 22 - 41%. Следует отметить, что на рис. 4 нанесены величины дебита и обводненности, осредненные за каждый месяц эксплуатации по результатам нескольких замеров. Это значительно уменьшает случайные погрешности измерений и в данном случае, вероятнее всего, такие существенные изменения обводненности связаны не с ошибками при отборе проб, а с определенными закономерностями нестационарной фильтрации нефти и воды в пористой среде.

Следовательно, технология «Тандем» позволила не только освоить бездействующую скважину, но и успешно ее эксплуатировать в течение длительного времени в достаточно тяжелых условиях, причем параметры работы существенно менялись вследствие нестационарности разработки месторождения.

Интересно отметить, что в дальнейшем установки «Тандем», спущенные в скважину, также надежно работали в условиях существенной нестационарности. В результате воздействия такой нестационарной фильтрации на пласт обводненность скважины 959 постепенно снижалась. В сентябре 1996 г. скважина перешла на полностью безводную продукцию. Подача погружной насосно-эжекторной системы при этом составляла 30 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1332 м. По данным за январь 1997 г., дебит безводной нефти был 28 – 29 м<sup>3</sup>/сут. Следовательно, применение технологии «Тандем» способствует успешной реализации методов повышения нефтеотдачи пластов при нестационарных режимах фильтрации [16].

### **3 ВОЗМОЖНОСТИ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УЭЦН И СН ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НЕФТЕДОБЫЧИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

#### **3.1 Анализ существующих проблем при добыче нефти**

В настоящий момент в Западной Сибири существует тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов. Доля нефти, которую можно было добыть без применения современных методик, сокращается, растет доля трудноизвлекаемых запасов. Происходит переход к разработке более глубоких пластов - юрских и палеозойский отложений. При этом их разработка зачастую сопровождается рядом проблем при эксплуатации добывающих скважин. Учитывая накопленный опыт разработки месторождений Западной Сибири можно выделить следующие основные осложнения, происходящие при эксплуатации добывающих скважин:

**- снижение продуктивности скважин;**

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации скважин, снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при первичном и вторичном вскрытии пласта может быть вызваны: проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора; образованием нерастворимых осадков, которые выпадают в порах и трещинах пласта; образованием на границе контакта промывочной жидкости с нефтью стойких вязких водонефтяных эмульсий, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину.

**- повышенный газовый фактор;**

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

При этом разработка пластов на режимах низких забойных давлений также является причиной выделения газа, и как следствие частых поломок насосов.

В то же время в последнее время растет число применяемых горизонтальных скважин с МГРП, отличающиеся большими отборами, и как следствие более резкому снижению давления в призабойной зоне и выделения газа.

**- коррозионный износ подземного и наземного оборудования;**

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа подземного оборудования [21].

В последние годы прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии. Наблюдается коррозия как внутренней стенки НКТ, так и внешней поверхности корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). Коррозия ПЭД является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии. Всего же количество отказов погружного оборудования по причине коррозии за последние два года увеличилось в 4-5 раз и на сегодняшний день составляет в целом по объединению 13-15 % от действующего фонда скважин.

Межремонтный период скважин (МРП), подвергшихся коррозии, варьируется от 27 до 300 суток и составляет в среднем 100 суток при среднем общем МРП - 300 суток. Потери в добыче нефти из-за отказов скважин по причине коррозии достигают 2000 т/год.

**- отложения солей в трубопроводах;**

Практика нефтедобычи в Западной Сибири свидетельствует, что солеотложение является одним из наиболее существенных факторов, приводящих к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ скважинных насосов. Мониторинг отложений указывает на то, что доля солевых в общем числе отказов ЭЦН варьируется от 12 до 25 %.

Различная интенсивность солеотложения в скважинах связана с разной насыщенностью попутно-добываемых вод солеобразующими ионами, обводненностью добываемых флюидов, условиями эксплуатации погружных скважинных насосов. В скважинах месторождений Западной Сибири отмечено выпадение сульфатных (барит) и карбонатных (кальцит) осадков. Основным источником солей, выпадающих в осадок при добыче нефти - это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Наиболее вероятным осадком является кальцит [15].

В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. По факту подобные отложения обнаруживаются на месторождении.

**- повышенное содержание механических примесей;**

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счет уменьшения МРП насосов. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок и т. д.) [17].

Для более качественного подбора защитного оборудования для условий данного месторождения желательно выполнить анализ дисперсности выносимых потоком добываемого флюида частиц.

**- сверхнормативная кривизной скважин;**

Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования УЭЦН. В процессе бурения из-за несоблюдения технологии иногда происходит сверхнормативное искривление ствола скважин (более 2° на 10 м), что ухудшает условия работы насосного оборудования, а в некоторых случаях ограничивает глубину его возможного спуска. В данном случае для интенсификации добычи предполагается

бурение новых скважин с большими отходами, где следует четко отслеживать геометрию ствола.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около 12' на 10 м [19].

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спускоподъемных операций (СПО). При больших (более 2° на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность обрыва УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что резко сокращает МРП.

#### **- асфальтосмолопарафиновые отложения**

Повышенное содержание АСПО в продукции скважин, и невысокие дебиты делают вероятным образование отложений АСПО на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования возникает в результате охлаждения газонефтяного потока от пластовой (120 °С) до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны, а также вследствие разгазирования флюида [2].

Выпадение АСПО на стенках глубинного оборудования работающих и простаивающих скважин зависит от материала, качества обработки и степени коррозионного износа поверхности глубинного оборудования.

АСПО могут быть цементирующей основой для взвешенных частиц твердой фазы, что приводит к образованию на поверхности оборудования плотной и прочной корки указанной смеси, плохо поддающейся любым обработкам.

Использование комбинированных установок УЭЦН и СН поможет устранить или минимизировать указанные факторы при эксплуатации осложненных скважин. Рассмотрим подробнее.

## 3.2 Тандемные установки для снижения давления затрубного газа

### 3.2.1 Постановка проблемы

В общепринятом понятии тандемные установки – это установка «ЭЦН-СН» для отбора газожидкостной смеси из затрубного пространства, которая устанавливается под динамическим уровнем. Используется в тех случаях, когда напор, развиваемый ЭЦН не хватает для подъема жидкости на дневную поверхность, при этом струйный насос засасывает из затруба газожидкостную смесь, газовая фаза которой выполняя газлифтный эффект облегчает подъем жидкости. Задачей тандемных установок является снижение влияния газовой фазы на работу насоса ЭЦН установкой струйного на выкиде насосного агрегата [19].

Для снижения давления затрубного газа над динамическим уровнем в последние годы при эксплуатации скважин с помощью ЭЦН для повышения продуктивности добычи в комплекте с ними часто используются струйные аппараты для отбора затрубного газа в скважинах, оборудованных УЭЦН (АОЗГС УЭЦН).

Важное значение в данном случае имеет место расположения струйного аппарата по отношению к устью скважины и погружному насосу, за счет правильного его выбора возможно существенно снизить вероятность срывов подачи и увеличить добычу нефти.

Схема общего расположения погружного насоса и струйного аппарата для отбора затрубного газа скважин, оборудованных УЭЦН, представлена на рисунке 3.1. Пластовая жидкость со свободным или растворенным газом поднимается от забоя скважины к приему погружного насоса, где в затрубное пространство сепарируется часть газа. Через насос проходит отсепарированная жидкость и поднимается далее до приема струйного устройства по насосно-компрессорным трубам. В АОЗГС УЭЦН пластовая продукция ускоряется в сопле, где создается в приемной камере область

пониженного давления, куда газ устремляется из затрубного пространства нефтяной скважины. Далее газожидкостная смесь попадает в камеру смешения, поступает к устью скважины и потом направляется в выкидную линию.

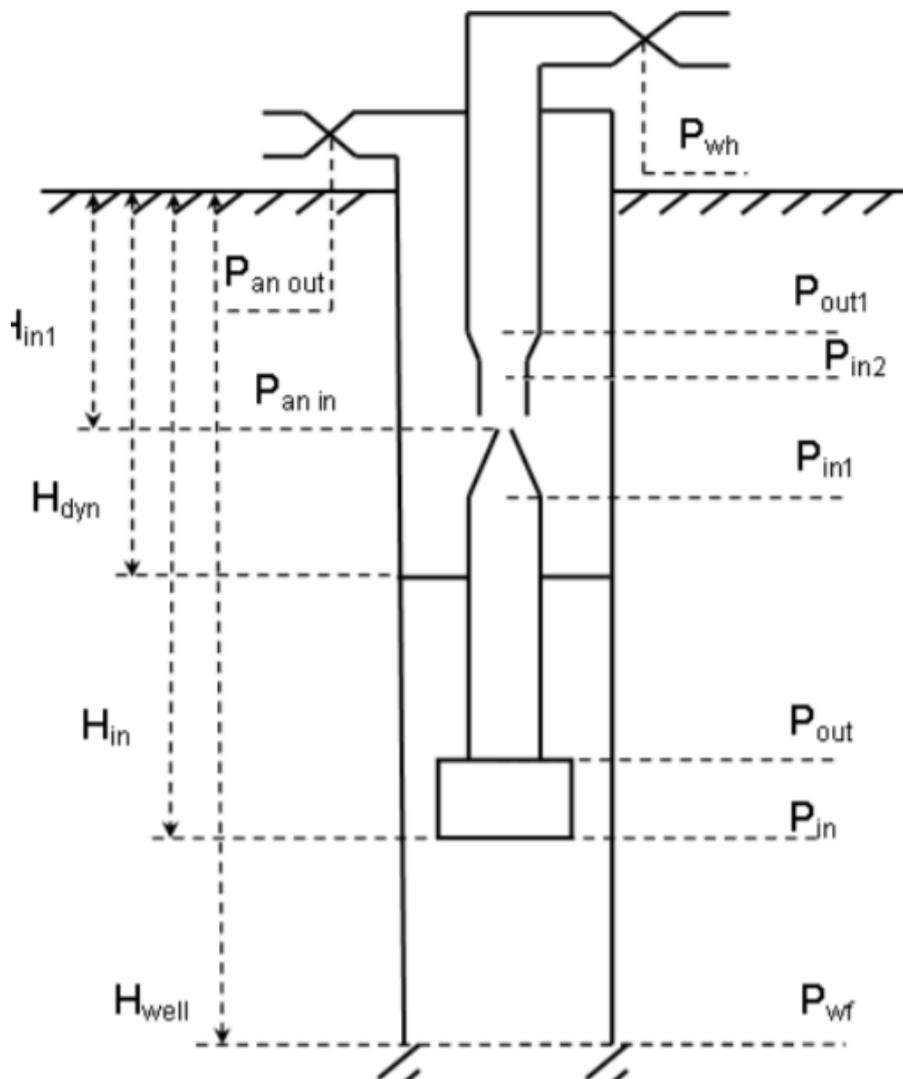


Рисунок 3.1 – Схема установки с аппаратом для отбора затрубного газа:  $P_{wh}$  – давление на устье;  $P_{an\ out}$  – затрубное давление на уровне устья скважины;  $P_{out1}$  – давление ГЖС в диффузоре;  $P_{in2}$  – давления на входе в приемную камеру;  $P_{an\ in}$  – давление свободного газа в затрубном пространстве;  $P_{in1}$  – давление пластовой жидкости на входе в струйный аппарат;  $P_{out2}$  – давление ГЖС на выходе из камеры смешения;  $P_{out}$  – давление на выкиде насоса;  $P_{in}$  – давление на приеме насоса;  $P_{wf}$  – давление пласта;  $H_{in1}$  – глубина спуска струйного аппарата;  $H_{dyn}$  – динамический уровень;  $H_{in}$  – глубина спуска ЭЦН;  $H_{well}$  – глубина вертикальной скважины [19]

Рассмотрим две постановки проблемы:

1) весь газ, отсепарированный перед приемом погружного насоса и в столбе газожидкостной смеси в затрубном пространстве над приемом ЭЦН, инжектируется с помощью АОЗГС УЭЦН обратно в НКТ;

2) в выкидную линию отводится часть газа из затрубного пространства. Для каждой задачи проводится в зависимости от основных параметров эксплуатации нефтяной скважины (обводненность, коэффициент продуктивности, пластовое давление, газовый фактор) расчет оптимальных характеристик струйного аппарата (диаметр сопла и глубина спуска).

Для постоянной работы данной установки необходимостью является, при непрерывном поступлении свободного газа в струйный аппарат из затрубного пространства, превышение давления в затрубе на глубине установки АОЗГС УЭЦН  $P_{an\ in}$  над давлением в приемной камере. Иначе из затруба эжекция газа будет невозможна, а эжектор в составе установки погружного насоса будет выполнять роль штуцера, создавая на участке насосно-компрессорных труб в интервале своего расположения дополнительный перепад давления. Таким образом, задача сводится к расчету в стволе скважины и в АОЗГС УЭЦН распределения давления.

### **3.2.2 Струйный аппарат для перепуска газа из затрубного пространства**

Рассмотрим струйный аппарат для перепуска газа из затрубного пространства нефтяной скважины, разработанный с целью увеличения надежности установки погружного центробежного насоса в процессе эксплуатации разработан (патент РФ на изобретение №2517287), для предотвращения осложнений, возникающих при эксплуатации добывающих скважин, оборудованных установками ЭЦН с высоким давлением затрубного газа выше динамического уровня [22].

Струйный аппарат, предназначенный для перепуска газа из затрубного пространства скважины в колонну НКТ, монтируется выше динамического уровня и связывает затрубное пространство с полостью колонны НКТ посредством обратного клапана. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа представляет собой две симметричные части в продольном разрезе, одна из частей устанавливается с обратным клапаном неподвижно, а вторая часть может продольно перемещаться внутри колонны НКТ. Подвижная часть аппарата соединена посредством постоянных магнитов с подпружиненным снизу поршнем, и расположенным в параллельном с осью колонны НКТ цилиндре, нижняя часть его сообщается с затрубным пространством, а верхняя - с полостью колонны НКТ.

В процессе эксплуатации установки ЭЦН наблюдается разгазирование продукции пласта на приеме погружного насоса, при этом часть затрубного газа попадает в полость установки ЭЦН и по колонне НКТ поднимается на дневную поверхность, а другая часть газа попадает в затрубное пространство и скапливается над динамическим уровнем, увеличивая давление газа. При возрастании давления затрубного газа происходит воздействие его через отверстие на нижний торец поршня. Под действием сил пружины и давления газа, превышающего давление жидкости в пласте, созданное через отверстие, поршень поднимается вверх, увлекая за собой через постоянные магниты подвижную часть струйного аппарата для перепуска газа из затрубного пространства. При достижении подвижной части крайнего верхнего положения струйный аппарат начинает работать в рабочем режиме, понижая давление в суживающемся канале, при этом обратный клапан открывается, и затрубный газ перепускается в колонну НКТ, понижая давление газа в затрубном пространстве. После понижения давления газа подвижная часть струйного аппарата перемещается вниз под собственным весом, увлекает при этом за собой поршень через постоянные магниты, сжимает пружину. Соответственно проходное сечение между неподвижной и подвижной частями струйного аппарата возрастает, соответственно гидравлическое

сопротивление пластовой жидкости, движущейся по колонне НКТ, становится меньше (рисунок).

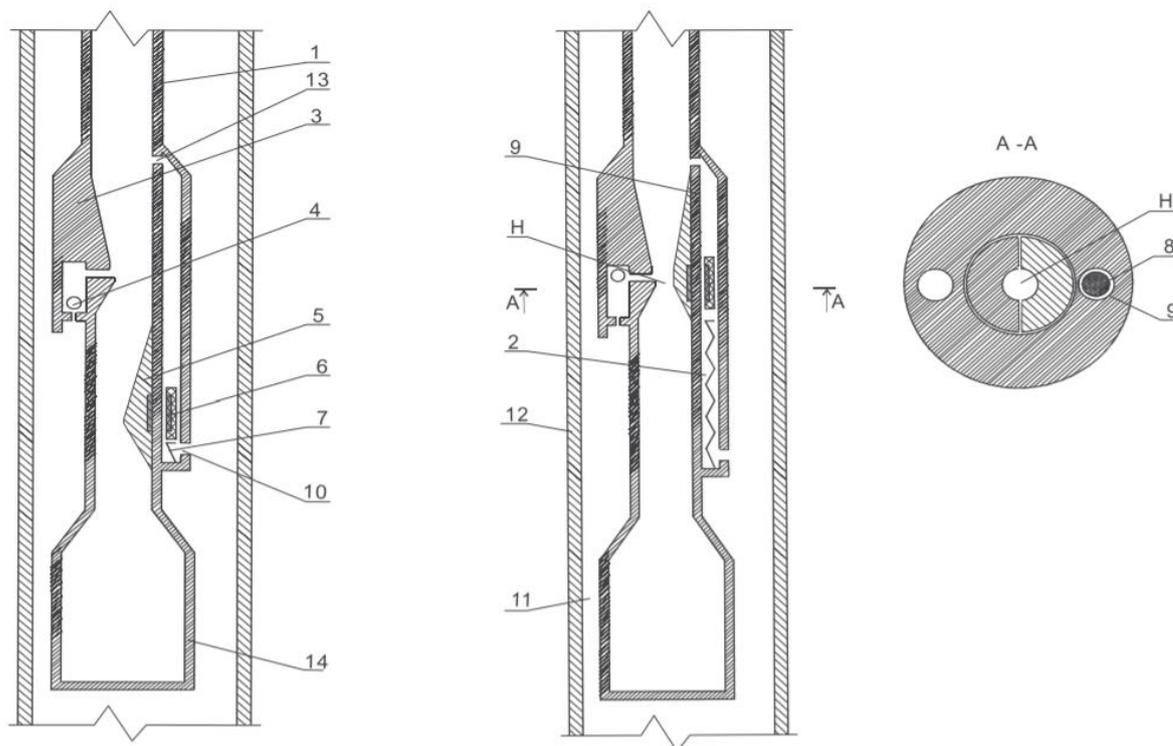


Рисунок 3.2 – Струйный аппарат для перепуска затрубного газа: 1 – колонна НКТ; 2 – подпоршневая полость; 3 – неподвижная симметричная половина; 4 – обратный клапан; 5 – подвижная симметричная половина; 6 – постоянный магнит; 7 – пружина; 8 – поршень; 9 – цилиндр; 10, 12 – отверстие; 11 – затрубное пространство; 12 – обсадная колонна; 14 – УЭЦН; Н – сужение [22]

Применение струйного аппарата для перепуска газа из затрубного пространства в колонну НКТ способствует снижению давления затрубного газа, при этом повышая уровень пластовой жидкости над погружным насосом в скважине. В свою очередь, это позволяет увеличить дебит нефтяной скважины, исключить образование гидратных пробок в затрубном пространстве, повысить КПД установки ЭЦН, уменьшить глубину подвески погружной установки и снизить расход НКТ, увеличить межремонтный период работы нефтяной скважины.

### 3.3 Повышение КИН через водогазовое воздействие на пласт

Водогазовое воздействие на пласт аккумулирует преимущества вытеснения нефти водой и газом и устраняет присущие им недостатки. При использовании ВГВ происходят выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента вытеснения нефти, а также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. Последний увеличивается за счет как уменьшения разницы между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата воздействием по площади пласта – horizontal sweep), так и процессов сегрегации воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности – vertical sweep) [15].

Во всем мире наблюдается устойчивый рост промыслового применения водогазовых технологий. К настоящему времени технологии водогазового воздействия были применены более чем на 70 месторождениях мира, расположенных как на суше, так и на море. Лишь в единичных случаях промыслового применения ВГВ не удалось получить значительного прироста нефтеотдачи.

Известны эжекторные технологии совместной закачки воды и газа (с применением струйных аппаратов, расположенных на поверхности или над забоем скважины). К сожалению, создавая достаточно однородную водогазовую смесь, эти технологии могут применяться лишь в ограниченном количестве случаев. Это связано в первую очередь с невозможностью создания струйным аппаратом высоких давлений нагнетания ВГС. При расположении СА на забое скважины невозможно регулировать его работу без подъема устройства на поверхность.

Предлагается насосно-эжекторная технология водогазового воздействия на пласт, позволяющая использовать преимущества как СА, так и центробежных насосов. Принципиальная схема данной технологии представлена на рисунке 3.3.

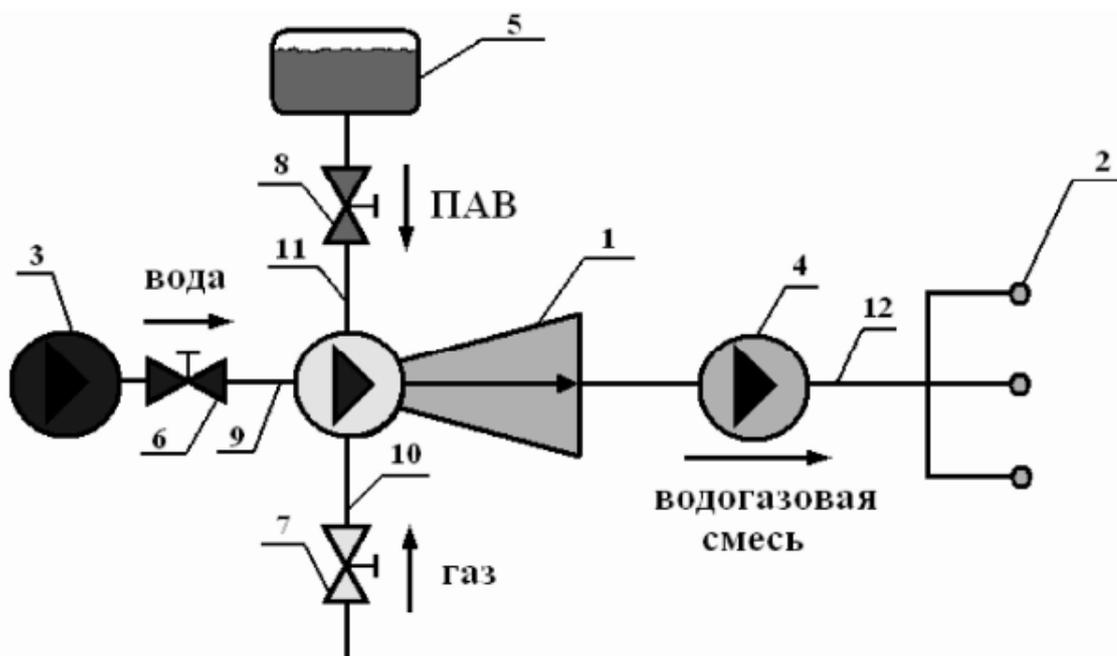


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ: 1 — эжектор; 2 — нагнетательные скважины; 3 и 4 — насосы; 5 — емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 - регулируемые задвижки; 9 — линия нагнетания воды; 10 — газовая линия; 11 - линия подачи ПАВ; 12 — линия закачки водогазовой смеси [15]

Эта технология предполагает получение с помощью насосно-эжекторной системы мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности с последующей закачкой ее в пласт. Газ от низких давлений (например, давление в трехфазном сепараторе составляет всего лишь 0,4 МПа) дожимается до давлений, необходимых для закачки смеси в пласт (до 15,0-20,0 МПа). Таким образом, технология дает возможность избежать необходимости высокого давления газа на приеме. Использование в системе поверхностно-активных веществ позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и повысить степень вытеснения нефти смесью. Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие. «Броня» газового пузырька (оболочка из ПАВ)

надежно разделяет газ и воду даже при очень высоких давлениях, снижая также вероятность образования газогидратов в стволе скважины и пласте. При других технологиях, без присутствия ПАВ проблема гидратообразования остается нерешенной.

Насосно-эжекторная технология использует только промышленно выпускаемое оборудование, не имеющее дорогостоящих или ненадежных элементов. В частности, струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными вложениями на их изготовление. В устройстве СА отсутствуют какие-либо движущиеся детали, что положительно влияет на общую надежность системы. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и целых месторождениях. Центробежные насосы используются практически на всех месторождениях нашей страны, их межремонтный период достаточно высок, персонал умеет с ними обращаться.

Немаловажным замечанием является то, что при этой технологии нет ограничений по составу закачиваемого газа и поэтому можно закачивать сухой газ, обогащенный, жирный вплоть до широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), что очень важно для увеличения нефтеотдачи.

Интересным вариантом насосно-эжекторной технологии ВГВ является насосно-компрессорная технология закачки ВГС. Ее сущность заключается в том, что давление газа, поступающего в приемную камеру эжектора, повышается за счет использования так называемого «струйного компрессора», состоящего из струйного аппарата (эжектора), подпорного насоса, емкости высокого давления (например, 3 МПа). Такой вариант насосно-эжекторной системы более функционален, дает возможность подобрать эжектор с меньшим значением коэффициента инжекции, который обладает более высоким безразмерным перепадом давления, и при постоянном рабочем давлении перед соплом эжектора позволит получить

более высокое давление ВГС на выходе из системы. Вариант реализации данной технологии показан на рисунке 3.4 [18].

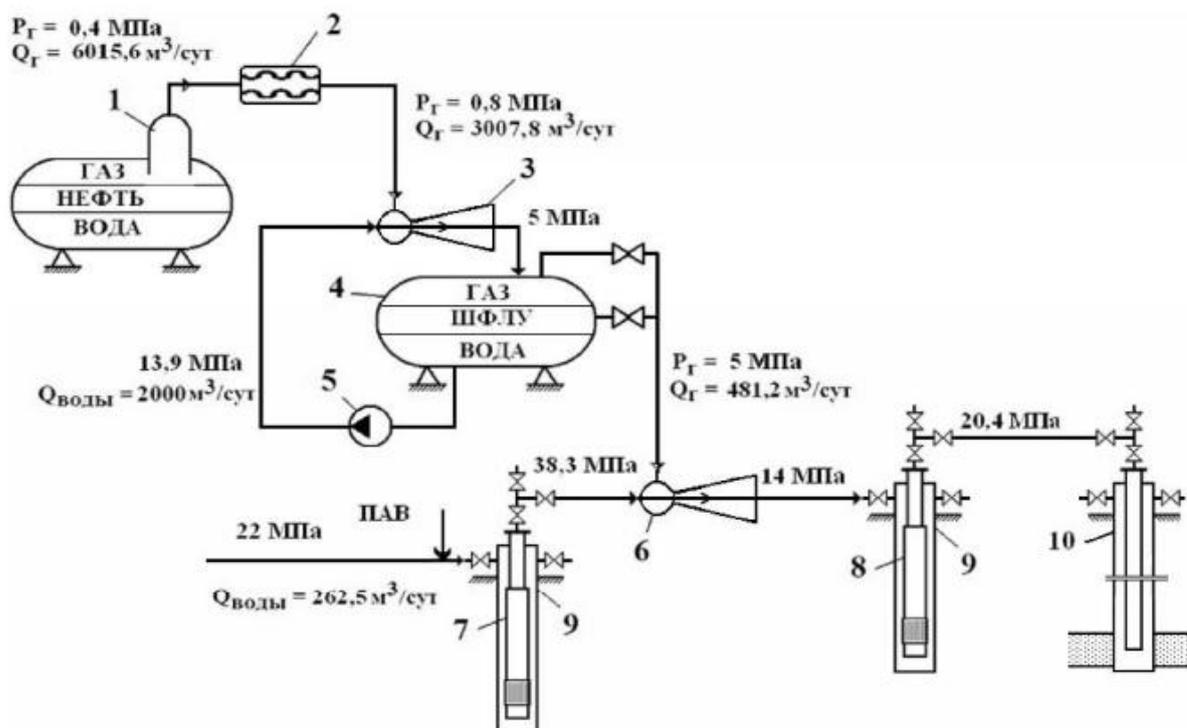


Рисунок 3.4 – Одна из схем реализации насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия на пласт: 1 — трехфазный сепаратор; 2 — винтовой компрессор; 3 — эжектор первой ступени; 4 — емкость высокого давления (5 МПа); 5 — подпорный насос первой ступени ВНН8-2000; 6 - эжектор второй ступени; 7 — подпорный насос второй ступени ЭЦН7А-340; 8 — дожимной насос ЭЦНП7- 470; 9 - шурф; 10— нагнетательная скважина

Таким образом, предложенные технологии реализации водогазового воздействия на пласт — насосно-эжекторная и насосно-компрессорная — позволяют преодолеть недостатки, свойственные другим технологиям.

### 3.4 Расчет вариантов компоновки тандемных установок

Несмотря на очевидные преимущества тандемного способа добычи (простота и относительная дешевизна конструкции, возможность стабилизации динамического уровня, снижение удельного веса столба

жидкости в НКТ за счет инъекции газа), широкого распространения технология не получила. Основная причина – сложность подбора оптимальных параметров ЭЦН и струйного насоса (напор и производительность ЭЦН, диаметр сопла и размер камеры смешения струйного насоса, место установки насосов в скважине).

Проведем теоретическое обоснование выбора параметров струйного насоса при совместной с ЭЦН работе в скважине.

Рассмотрим вариант применения насосно-эжекторной системы. При эксплуатации устьев добывающих скважин в условиях умеренного и континентального климата и при контакте нефтяного газа с водой в сужениях фонтанной арматуры могут образовываться гидраты, которые приводят к техногенным изменениям работы системы. Решая эту локальную проблему с помощью системы «Тандем», в ходе реализации технологии было найдено важное преимущество ее использования – прирост добычи при правильном подборе оборудования. То есть при внимательном подходе к методологии подбора оборудования возможен прирост в добыче нефти.

Классический закон Дарси гласит, что приток - это произведение коэффициента продуктивности на депрессию. Откачивая газ из затрубного пространства струйным насосом, мы понижаем один из компонентов затрубного давления. При заданном технологическом режиме (постоянном забойном давлении и отборе жидкости) за счет разницы давления снижается динамический уровень. Гидростатика увеличивается и компенсирует то давление, которое забрали струйным аппаратом. Отбор дополнительного объема жидкости и возвращение к прежней гидростатике возможен при увеличении числа оборотов вала двигателя. Таким образом, за счет увеличения депрессии, технология «Тандем» позволяет добывать дополнительные объемы жидкости.

Для достижения самой эффективной технологии добычи нефти необходимо подбирать параметры, обеспечивающие не только устойчивую работу системы, но и достижение равновесия между добычей,

межремонтным периодом (МРП) и удельным расходом электроэнергии (УРЭ). Рисунок 3.5 демонстрирует значения газового фактора (ГФ) и удельного расхода электроэнергии (УРЭ) для различных вариантов подбора технологии «Тандем» к скважине.

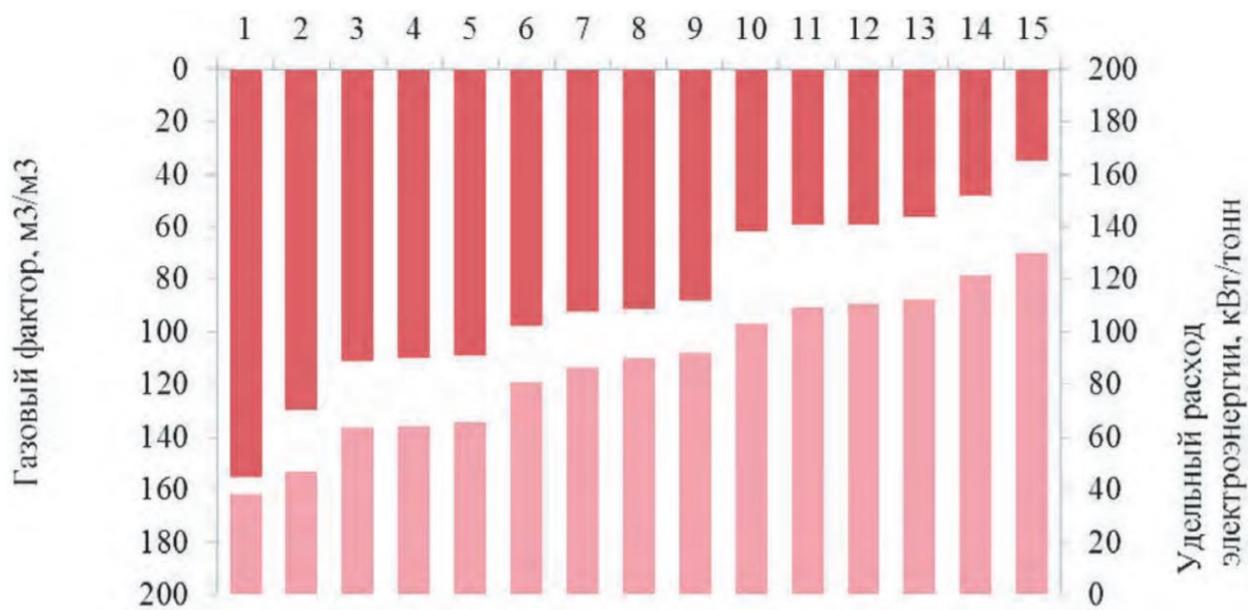


Рисунок 3.5 – Результаты подбора с учетом энергетической составляющей [21]

Каждый случай характеризуется несколькими параметрами, такими как затрубное давление, геометрические размеры струйного аппарата, глубины спуска насосов. Развитие технологии заключается в том, чтобы струйный аппарат спускать как можно ниже для эффективного использования газлифтного эффекта.

В результате подбора оборудования к скважине был получен прирост добычи  $14 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при снижении затрубного давления на 14 атм и изменении частоты вращения вала двигателя с 52 Гц до 54 Гц. Результаты промысловых исследований (рис. 3.6) показывают сходимость расчетно-экспериментальных и промысловых значений.

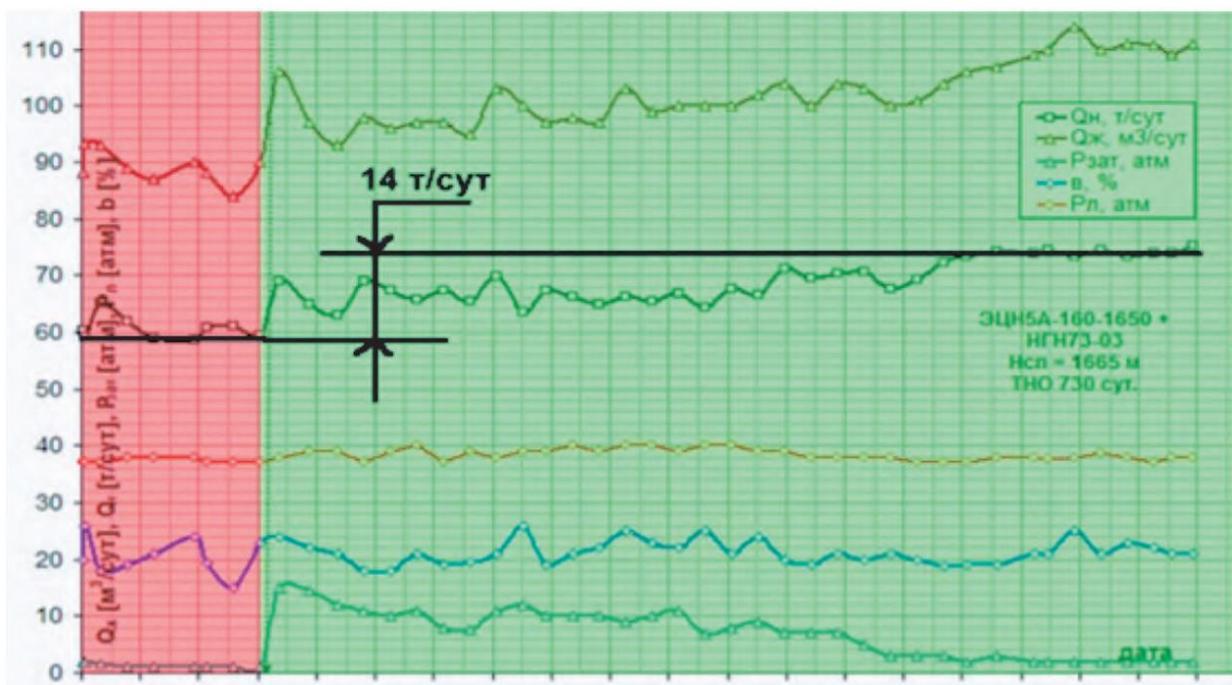


Рисунок 3.6 – Промысловые данные по работе системы «Тандем» [22]

При снижении затрубного давления и изменении частоты вращения вала, увеличился дебит скважины. На основе проведенных исследований были определены пути развития технологии тандем с точки зрения повышения энергоэффективности.

Таким примером является одна из скважин, которая два года находилась в бездействии, в связи с отсутствием технологии, позволяющей обеспечить режим стабильной эксплуатации (экстремально высокий газовый фактор от 3500 до 11 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). В скважине, по причине накопления больших объемов газа во время простоя, работал перепускной клапан и стравливал давление в затрубное пространство над пакером, но из-за резких перепадов давлений и высокого содержания СО<sub>2</sub> в газе возникала коррозия эксплуатационной колонны и, как следствие, ее негерметичность. Расчет подбора тандемной установки к скважине показал, что и она не позволит вернуть скважину в стабильную эксплуатацию, поэтому было принято решение дополнительно использовать перепускной клапан, который будет являться предвключением насосно-эжекторной системы (рис. 3.7). Предвключение – это условие снижения давления на выходе струйного

аппарата, то есть изменение энергетической составляющей кривой распределения давления (КРД).

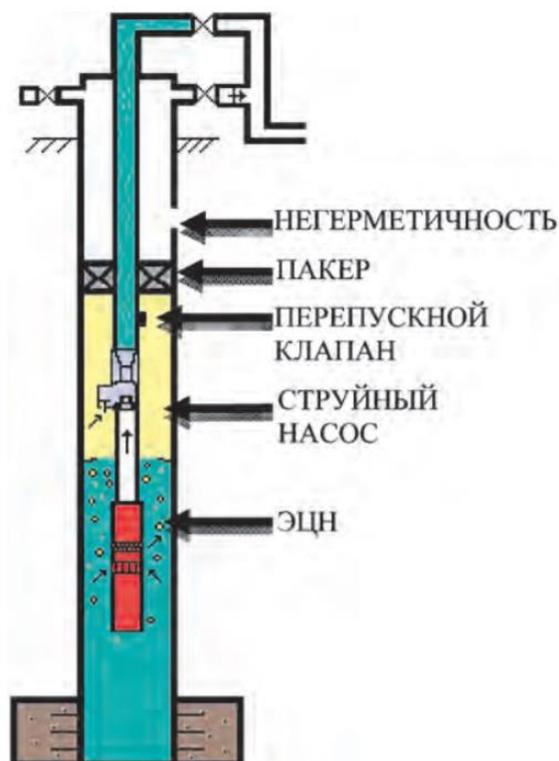


Рисунок 3.7 – Система «ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан» [22]

После выполнения работ по герметизации колонны и подробного анализа планируемых режимов эксплуатации скважины, был проведен успешный монтаж системы «ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан».

Результаты подбора для одной из скважин представлены на рисунке 3.8. Перепуская часть газа, сначала срабатывает клапан, за счет этого меняется энергетическая составляющая КРД от клапана до устья скважины.

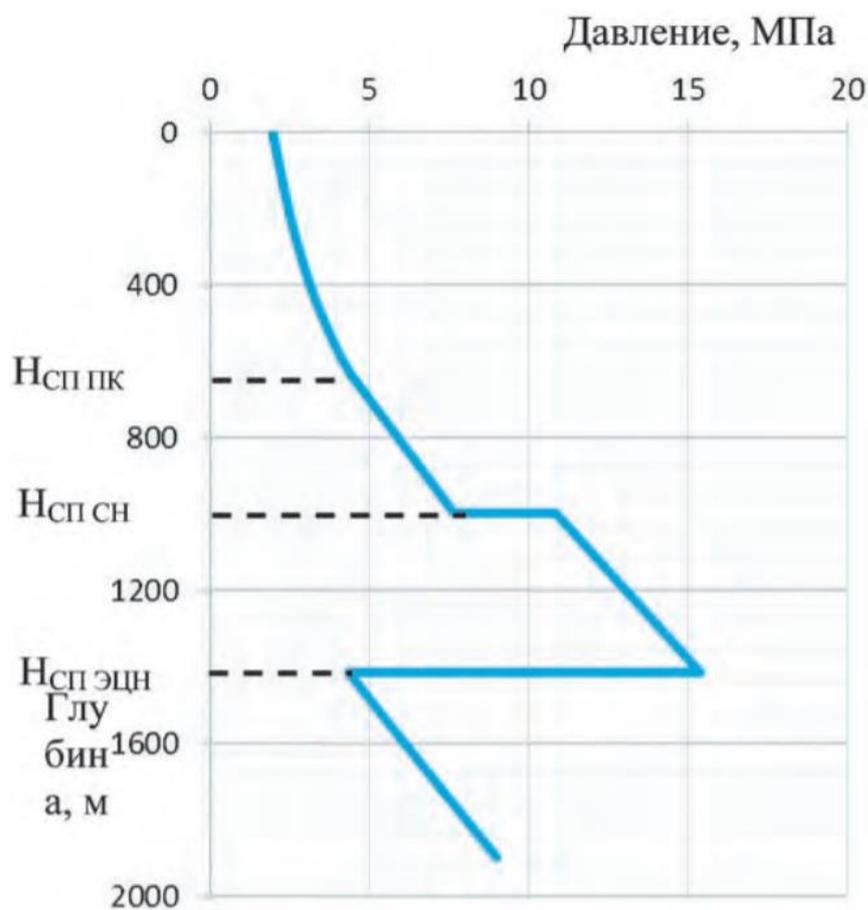


Рисунок 3.8 – КРД при предлагаемом режиме работы скважины [21]

По результатам применения системы «ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан» определены критерии оптимальной добычи нефти из скважин с конструктивными ограничениями, с экстремально высоким газовым фактором и снижением энергетических затрат.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б63Т	Ахмедову Азаду Акиф оглы

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление</b>	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело</b>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Определение экономической эффективности внедрения совместного использования УЭЦН и СН
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Приняты из показателей деятельности предприятия
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Провести анализ изменения экономических показателей (себестоимости, фондоотдачи, производительности труда и прибыли)
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение эффективности внедрения как показателя чистой текущей стоимости
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявление уязвимых мест в проекте путем расчета чувствительности проекта к риску.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности вариантов эксплуатации
--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	03.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б63Т	Ахмедову Азаду Акиф оглы		03.03.2020

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии подбора установки электроцентробежного насоса для месторождения Западной Сибири.

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Данная глава отражает обоснование конкурентоспособности и финансовой эффективности проведения эксперимента через компьютерное моделирование по подбору УЭЦН к скважине одного из месторождений Западной Сибири.

### **4.1 SWOT-анализ**

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность научного исследования.	1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон.	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная и дорогостоящая реализация. 3. Задержка финансирования разработки.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 4.2

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	0	+	+
	B2	+	0	+
	B3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 4.2 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1С2С3, В2С1С3, В3С1С3.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	+
	В2	0	-	0
	В3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 4.3 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1Сл1Сл3, В3Сл3.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 4.4 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 5.5 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

**Вывод:** проект имеет высокую актуальность научного исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

## **4.2 Планирование научно-исследовательских работ**

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Планирование методики проведения исследования	Руководитель
	3	Календарное планирование работ	Руководитель
	4	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Исследование параметров и характеристику оборудования установки электроцентробежного насоса	Инженер
	6	Проведение практического расчета	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета	8	Оформление расчетов	Инженер
	9	Составление пояснительной записки	Инженер
	10	Публикация результатов исследования	Руководитель

Как видно из представленной таблицы 4.6 научно исследовательские работы состоят из 10 этапов и требуют, как минимум двоих исполнителей.

### 4.3 Разработка графика проведения исследовательской работы

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

*1. Организационный период.* Во время организационной подготовки ставится задача на проведение лабораторных исследований, производится комплектование подразделения инженерно-техническим персоналом, подбираются приборы и оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

*2. Лабораторные работы.* Подготовка геолого-технических данных, характеризующих основные параметра пласта, скважины и продукции скважины, также данные, характеризующие режим работы скважины и пласта, химические и физические данные, откачиваемой из скважины жидкости, газа и термодинамические харатеристики.

*3. Камеральные работы.* Камеральная обработка материалов включает: сбор и систематизацию информации об изучаемых методах подбора УЭЦН к скважинам на месторождениях; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение технологических схем; оформительские работы.

Календарный план - это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения



- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### 4.4.1 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (1)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы

принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (З <sub>м</sub> ), руб.
Трубы-НКТ	Шт.	40	88	3520
Канцелярские товары (бумага)	Шт.	3	2	6
Суммарная стоимость				3526
Итого, с транспортными расходами				4054

#### 4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Программное обеспечение	2	4	8
Компьютер	2	30	60
Монитор	2	5	5
Сумма затрат			73

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 73 тыс. руб.

#### 4.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента приведен в таблице 4.10. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Am = \frac{C_{перв.}}{СПИ}, \quad (2)$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 5 месяцев на проведение эксперимента. Расчет амортизационных отчислений проведем по пропорции (табл. 4.10).

Таблица 4.10 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Срок использования, месяцев	Сумма отчислений, руб.
Программное обеспечение	8	4	84	5	476,19
Компьютер	60	3	60	5	5000
Монитор	5	2	36	5	694,44
<b>Итоговая сумма амортизационных отчислений</b>					<b>6 170,63</b>

Приведем пример расчета амортизационных отчислений за 5 месяцев использования компьютера:

60 000 руб – 60 месяцев

X руб – 5 месяцев

$$X = \frac{60\,000 \text{ руб} \times 5 \text{ месяцев}}{60 \text{ месяцев}} = 5000 \text{ руб}$$

Расчет амортизационных отчислений других основных производственных фондов проведен аналогично. Итоговая сумма амортизационных отчислений за 5 месяцев проекта составила 6170,63 руб.

#### 4.4.4 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя (Старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом № 5994 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 15000 и 23100 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}; \quad (3)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (4)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.11).

Таблица 4.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	65	140
Количество нерабочих дней	7	14
- выходные и праздничные дни		
Потери рабочего времени	0	0
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	58	126

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (6)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $Z_{тс}$ );

$k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_{р}$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	23100	0,3	0,2	1,3	45045	1501	65	97565
Инженер	15000	0,3	0,2	1,3	29250	975	140	136500
Итого $Z_{осн}$								234065

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проекте, составляют 234065 рублей.

Дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ):

$$Z_{доп1} = 97565 \cdot 15\% = 14634,7 \text{ руб.}$$

$$Z_{доп2} = 136500 \cdot 15\% = 20475 \text{ руб.}$$

$$Z_{доп} = Z_{доп1} + Z_{доп2} = 14634,7 + 20475 = 35109,7 \text{ руб}$$

#### 4.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (7)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Кэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	97565	14634,7	0,3	33660
Инженер	136500	20475	0,3	47093
Итого Звнеб				80753

Суммарные отчисления во внебюджетные фонды составят 80,753 тыс. руб.

#### 4.4.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = k_{нр} * \sum_1^5 Z_i, \quad (8)$$

где  $K_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$З_{накл} = 0,16*(4,1+0,3+234,1+35,1+80,7) = 56,7 \text{ тыс. руб.}$$

#### **4.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы**

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты НИИ	73 000,00
Амортизационные отчисления	6 170,63
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	234 100,00
Дополнительная заработная плата	35 100,00
Отчисления во внебюджетные фонды	80 700,00
Накладные расходы	56 700,00
<b>Бюджет затрат НИИ</b>	<b>485 770,63</b>

Как видно из представленной таблицы, общий бюджет затрат НИИ составил около 486 тыс. рублей.

#### **4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов

исполнения научного исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному эксперименту, проводившегося на базе частной нефтяной компании АО «Группа ГМС». Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроков выполнения, использование более дорогостоящего оборудования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (9)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр} 1} = 1.$$

$$I_{\text{финр} 2} = 411/330 = 1,25;$$

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (10)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  
 $b_i^a$ ,  $b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки,  
устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  
 $n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (табл. 4.15).

Таблица 4.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	16

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$l_m^p = 5 * (0,35 + 0,15 + 0,30 + 0,20) = 5$$

$$l_m^a = 4 * 0,35 + 3 * 0,15 + 5 * 0,30 + 4 * 0,20 = 4,15$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $l_{финр}^p$ ) и аналога ( $l_{финр}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$l_{финр}^p = l_m^p / l_{ф}^p = 5 / 1 = 5;$$

$$l_{финр}^a = l_m^a / l_{ф}^a = 4,15 / 1,25 = 3,32.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования. Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 5/3,32 = 1,5. \quad (11)$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 4.16 – Сравнительная эффективность исследования

Показатели	Проект	Аналог
Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,15
Интегральный показатель эффективности	5	3,32
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5	

Сравнение на основании таблицы 5.16 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

#### 4.6 Вывод по разделу

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Среди сильных сторон проекта были выделены полнота и актуальность научного исследования, при этом нужно отметить, что проект длительный и имеет низкий спрос – это его слабые стороны. В связи с этим возможны угрозы появления новых конкурентов и задержка финансирования. С другой стороны, появятся возможности конкурирования с зарубежными предприятиями и заинтересованных сторон.

Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Обоснование конкурентоспособности зарубежным производителям является

использование отечественных композиций. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. В проекте участвует два человека – руководитель и инженер. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 140 календарных дней.

Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 485 770,63 рублей. Почти половину этой суммы (48%) составляют затраты по основной заработной плате исполнителей проекта. 17% уйдет на отчисления во внебюджетные фонды и еще 15% на материальные затраты. Среди затрат на основные фонды наиболее дорогостоящим приобретением является компьютер, поскольку необходимы большие вычислительные мощности для проведения проекта.

Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты. При подсчёте интегрального финансового показателя наблюдается уменьшение бюджета разработки по сравнению с аналогом, а при подсчёте интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности в сравнении с тем же аналогом.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
з2б63т	Ахмедову Азаду Акиф оглы

<b>Школа</b>		<b>Отделение</b>	отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Применение струйных насосов в компоновке с УЭЦН	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Процесс нефтедобычи с применением установки электроцентробежного насоса является опасным процессом и влечет за собой риск возникновения чрезвычайных ситуаций, опасных и вредных производственных факторов.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. Стандартинформ, 2014. – 23 с. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с. СП 51.13330.2011. Защита от шума. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с. и др.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- преждевременное разрушение рабочих конструкций, вследствие влияния внешнего воздействия, коррозии, низких температур; - высокие давления, большие массы горючих жидкостей, агрессивные и токсичные вещества; - взрывоопасность; - пожароопасность; - поражение электрическим током.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б63Т	Ахмедов Азад Акиф оглы		03.03.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экологическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### ***Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства***

Работники нефтегазодобывающих организаций, привлекаемые к труду на объектах вахтовым методом, проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения их жизнедеятельности во время выполнения ими трудовой функции, а также междусменного отдыха, или в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счёт работодателя общежитиях либо в иных жилых помещениях.

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда устанавливается в повышенном размере в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для работников, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 3 или 4 степени или опасным условиям труда, устанавливается сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю.

Максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, не может превышать при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов.

### ***Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны***

Оборудование должно быть установлено на прочных фундаментах (основаниях), выполненных в соответствии с проектом или требованиями инструкций по монтажу (эксплуатации) завода-изготовителя, обеспечивающих его нормальную работу.

Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета в соответствии с установленными требованиями и нормами.

На нагнетательном трубопроводе центробежных насосов и компрессоров должна предусматриваться установка обратного клапана или другого устройства для предотвращения перемещения транспортируемых веществ в обратном направлении и, при необходимости, предохранительного клапана.

Эксплуатируемые технические устройства должны соответствовать по классу климатическим условиям в местах дислокации опасных производственных объектов.

Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах,

доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов.

## 5.2 Производственная безопасность

В процессе добычи нефти и эксплуатации УЭЦН формируются опасные и вредные факторы. Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые могут формировать данные факторы (Таблица 5.1), для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 [9]:

Таблица 5.1 – Элементы производственного процесса, формирующие вредные и опасные факторы при добычи нефти и эксплуатации УЭЦН

Наименование работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Процесс добычи нефти и эксплуатация УЭЦН на примере Кустового месторождения в Западной Сибири.	<b>Физические факторы:</b> 1. Превышение уровня шума и вибрации при работе; 2. Воздействие климатических условий; 3. Неблагоприятные	<b>Физические факторы:</b> 1. Преждевременное разрушение рабочих конструкций, вследствие влияния внешнего воздействия, коррозии, низких температур;	1. СНиП 41-01-2013 [10]; 2. ГОСТ 12.1.003–2014[11], ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [12]; 3. СП 52.13330.2011, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 –03 [13];
	4. метеорологические условия; <b>Химические факторы:</b> 5. Загрязнение воздушной среды;	2. Высокие давления, большие массы горючих жидкостей, агрессивные и токсичные вещества; 3. Взрывоопасность; 4. Пожароопасность; 5. Поражение электрическим током.	4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [14], ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [15]. 6. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 [16], ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 [17].

## **5.3 Анализ производственных факторов**

### **5.3.1 Анализ вредных производственных факторов**

Рассмотрим выявленные вредные производственные факторы, которые потенциально могут воздействовать на организм человека при добыче нефти и эксплуатации УЭЦН.

#### ***Отклонение показателей микроклимата***

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 "Воздух рабочей зоны". Этот ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Времена года разделяют на два периода: холодный и переходный, когда среднесуточная температура наружного воздуха ниже +10°C, и тёплый, когда среднесуточная температура наружного воздуха не ниже +10°C.

Работу на нефтегазодобывающих предприятиях часто ведут на открытом воздухе.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям, они могут явиться причиной несчастных случаев. При низкой температуре воздуха уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, длительное и интенсивное воздействие холода может вызвать ряд изменений важнейших физиологических процессов, влияющих на работоспособность и здоровье работающих.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

1. Допуск к работам производится при наличии у работников СИЗ, которые соответствуют климатическим условиям
2. В летнее время года работники должны быть обеспечены СИЗ от гнуса и клеща.

3. При температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении

4. В зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой лиц в составе не менее двух человек.

К средствам индивидуальной защиты работающих на объекте относятся различные приспособления и спецодежда, предназначенные для защиты работающего от вредных метеорологических факторов: спецодежда, спецобувь, головные уборы, рукавицы, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания.

#### ***Вредное воздействие шума и вибраций.***

Гигиенические исследования позволяют установить, что шум и вибрации ухудшают условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления: снижается острота зрения, слуха, повышается кровяное давление, понижается внимание. Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем.

Источниками производственного шума могут быть электродвигатели, дымососы и вентиляционные установки, дробилки, шаровые мельницы систем пылеприготовления, трансформаторы, станки, ручные и электромашины, транспортные средства и многое другое.

Вибрации также неблагоприятно воздействуют на организм человека, они могут быть причиной функциональных расстройств нервной и сердечно-сосудистой систем, а также опорно-двигательного аппарата. При этом заболевание сопровождается головными болями, головокружением, онемением рук (при передаче вибрации на руки), повышенной утомляемостью. Длительное воздействие вибраций приводит к развитию, так называемой, виброболезни, успешное лечение которой возможно только на ранней стадии её развития.

Для снижения уровня шума предусматриваются следующие меры:

— звукоизоляция ограждающих конструкций: уплотнение по периметру притворов окон, ворот, дверей, звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций инженерными коммуникациями;

— устройство звукоизолированных кабин наблюдения и дистанционного управления, укрытия, кожухи;

— звукопоглощающие конструкции и экраны;

— глушители шума, звукопоглощающие облицовки в газо-воздушных трактах вентиляционных систем с механическим побуждением и систем кондиционирования воздуха, а также газодинамических установок.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием. В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуется виброгасящие перчатки.

### **5.3.2 Анализ опасных производственных факторов**

Рассмотрим выявленные опасные производственные факторы, которые потенциально могут воздействовать на организм человека при добыче нефти и эксплуатации УЭЦН.

#### ***Поражение электрическим током***

Основное число электротравм на объектах нефтяной промышленности происходит при обслуживании распределительных устройств, воздушных кабельных линий, электропроводки, коммутационной аппаратуры, электросварочных установок. Чаще других работников травмируются машинисты передвижных агрегатов, автокранов, механики, дизелисты буровых установок, сварщики, операторы. Опасность поражения током и

тяжесть поражения прежде всего зависят от номинального напряжения. При эксплуатации скважин УЭЦН увеличивается зона поражения электрическим током. При применении электропогружного насоса, длина токопроводящего кабеля, от станции управления до электродвигателя резко возрастает, причем часть его проходит по поверхности. Настройка, ремонт, монтаж, демонтаж электрооборудования ЭЦН, вывод насоса на оптимальный режим и окончательная наладка защиты СУ, а также дальнейшие осмотры, ремонт наземного оборудования и замер сопротивления изоляции системы “кабель - погружной электродвигатель - АТС” представляют собой электроопасные работы. Одним из наиболее слабых узлов УЭЦН является силовой кабель. Повреждения кабельного ввода электродвигателя заключается в пробое электрической изоляции ввода с последующим коротком замыканием жил кабеля между собой и на корпус электродвигателя.

Электробезопасность в соответствии с ГОСТ Р 12.1.009-2009 ССБТ “Электробезопасность. Термины и определения”, обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Конструкция электроустановок должна соответствовать условиям их эксплуатации и обеспечить защиту персонала от соприкосновения с токоведущими и движущимися частями. Ограждения и знаки безопасности согласно ГОСТ Р 12.0.001-2013 токоведущих частей является обязательной частью конструкции электрооборудования.

### ***Пожарная безопасность***

При эксплуатации на предприятиях нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, где много взрывоопасных помещений, площадок и других объектов, требуется обеспечение полной пожаровзрывобезопасности.

Как известно, многие технологические процессы на предприятиях нефтяной промышленности сопровождаются высокими давлениями и

температурами (подготовка нефти, бес компрессорный способ добычи, тепловое воздействие на пласт и др.). Для того чтобы правильно оценить пожаро- и взрывоопасность различных веществ и материалов в условиях эксплуатации электроустановок, надо знать их пожароопасные свойства. При выборе взрывозащищенного электрооборудования необходимо учитывать такие показатели пожаровзрывоопасности, как: группу горючести газопаровоздушной смеси и ее категорию в зависимости от безопасного экспериментального максимального зазора (БЭМЗ), температуру вспышки, температуру воспламенения, температуру предела воспламенения, нижний и верхний пределы воспламенения (ГОСТ 12.1.017-80). Пожарную безопасность регламентирует ГОСТ 12.1.033-81, ГОСТ 12.1.004-85 [18].

В качестве огнегасительных средств на промыслах используется: вода, песок, инертные газы, пены, порошки. Наиболее широкое применение получили огнетушители типа ОХП - 10, ОП-М, ОВП-5, ОВП-10. В обеспечении пожарной безопасности значительное место занимает автоматизация взрыво- и пожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите, в частности оснащение технологических установок добычи нефти и газа современными приборами автоматического контроля, управления, защиты, блокировки и регулирования; установление средств автоматического пожаротушения в технологических аппаратах на объектах добычи нефти и газа и в производственных помещениях; автоматическое отключение поврежденных во время пожара аппаратов и трубопроводов.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Производственная деятельность нефтегазодобывающих предприятий вследствие объективных и субъективных особенностей технологических процессов оказывает определенное воздействие на окружающую среду, основными видами которого являются:

- изъятие земельных ресурсов для строительства объектов нефтегазодобычи;
- сверхнормативные выбросы в атмосферу и сбросы в водную среду и на рельеф побочных продуктов производственной деятельности;
- извлечение с нефтью высокоминерализованных попутных вод;
- захоронение промышленных отходов;
- выбросы в атмосферу;
- аварийные разливы нефти и пластовых сточных вод.

В результате указанных процессов в окружающую среду поступают различные вредные вещества: углеводороды, сероводород, оксиды азота, сажа, оксиды углерода, сернистый ангидрид (диоксид серы) - при выбросах в атмосферу; нефть и нефтепродукты, пластовые минерализованные воды, синтетические поверхностно-активные вещества, ингибиторы коррозии и парафиноотложения, деэмульгаторы, химические реагенты, буровые сточные воды и буровой шлам - при сбросе в водные объекты и на рельеф местности.

Еще одним фактором, влияющим на окружающую среду является наличие многочисленных факелов, на которых сжигается до 40% добываемого попутного нефтяного газа. Для улучшения экологической ситуации на промыслах источники газовыделений должны быть ликвидированы или их число резко снижено путем внедрения герметичных устройств, утилизации содержимого в шламовых амбарах и др. Улучшение экологической обстановки на нефтепромыслах связано также и с повышением качества капитального ремонта скважин и увеличением межремонтного периода их эксплуатации.

Для предупреждения аварий и поддержания нефтепроводов в рабочем состоянии необходимы внедрение нормативно-технического механизма для проектирования трубопроводного транспорта, отвечающего современным природоохранным требованиям.

Основные воздействия на почвенно-растительный покров связаны с производством подготовительных работ, включающих расчистку площадей

под скважины и трассы для трубопроводов от растительности, планировку полосы, сооружение временных подъездных путей и вдоль трассовых дорог, срезку продольных склонов. Вред наносится при передвижении техники и транспортных средств, при аварийных выбросах нефти, загрязняющих значительные по площади территории нефтепромыслов. В целях недопущения ущерба почвенно-растительному покрову необходимо осуществлять контроль за состоянием почв на месторождении, нарушением и учетом отводимых во временное пользование и возвращенных земель, а также за качеством и своевременностью проведения рекультивационных работ.

Таким образом, объекты добычи, подготовки и транспортирования нефти оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду, представляют собой угрозу здоровью населения, проживающего в нефтегазодобывающих районах, и приносят ущерб животному миру. Поэтому на нефтепромыслах необходимо более эффективно внедрять технологические, санитарно-технические, планировочные и организационные мероприятия, позволяющие с наименьшей степенью оказывать вредное влияние на природный комплекс [19].

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К основным возможным чрезвычайным ситуациям при работах по очистке вертикальных стальных резервуаров:

- Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений;
- Пожар в производственном помещении;
- Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины.

Одной из наиболее частых аварий при работе с легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы и, соответственно, пожары.

При произошедшей чрезвычайной ситуации любого характера необходимо, в первую очередь, при получении информации, остановить производственные процессы и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка и отключению всего оборудования, используемого при работах.

Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов, технических средств и материалов.

Во время выполнения работ территорию необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами), а также освободить от посторонних предметов, которые будут препятствовать перемещению оборудования и персонала.

На руководителя работ возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) и средствами индивидуальной защиты, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно прекратить работу и сообщить руководителю работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Все работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами проводятся в дневное время, исключением являются только аварийные ситуации.

## 5.6 Вывод к разделу

Таким образом, технологический процесс эксплуатации погружных электроцентробежных насосов является достаточно опасной операцией, где применяют множество различных технологий, которые требуют пристального внимания и соблюдения правил норм, регламентируемых нормативной документацией. Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности при работе с оборудованием, с материалами и, в целом, работе с объектом.

Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения средств индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилу безопасности.

Соблюдение всех необходимых пунктов минимизирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации до минимума.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Еще в 1968 году И.Т. Мищенко была предложена схема установки, работающая по тандемной технологии «УЭЦН - струйный насос». Данная установка за счет максимального использования энергии свободного газа разработана с целью повышения эффективности и оптимизации подъема пластовой продукции. Установка включает погружной агрегат УЭЦН, на выходе которого установлен струйный насос, гидравлически связанный с затрубным пространством через обратный клапан. Непрерывная принудительная откачка газа осуществляется за счет создания в насосно-компрессорных трубах области более низкого по сравнению с затрубным пространством скважины давления путем применения эжекторного устройства на выкиде УЭЦН и сообщения полости НКТ с затрубным пространством в области камеры смешения эжектора. Эта установка предназначена для откачки газожидкостной смеси, расположенной ниже динамического уровня. Однако большая глубина спуска струйного насоса в непосредственной близости с УЭЦН может привести к прорыву газа на приеме насоса.

В ходе работы было выявлено, что использование установок, работающих тандемным способом, позволяет:

— в процессе подъема пластовой продукции эффективно использовать отсепарированный свободный газ на входе в погружной насос методом его перепуска через струйный аппарат из затруба в колонну НКТ с созданием оптимальной структуры ГЖС;

— облегчить и ускорить вывод скважины на установившийся режим работы после её остановки или глушения и вызов притока;

— обеспечить стабильный режим эксплуатации системы «погружная установка скважина пласт» и легко регулировать дебит нефтяной скважины и забойное давление;

— снизить, стабилизировать токовые нагрузки погружного электродвигателя;

— при неконтролируемом изменении условий эксплуатации (обводненность, пластовое давление и др.) установить и поддерживать оптимальный режим работы установки ЭЦН;

— предотвратить фонтанирование нефтяной скважины по затрубному пространству с образованием в нем гидратных и парафиновых пробок;

— повысить наработку на отказ элементов УЭЦН;

— увеличить КПД добывающей системы;

— улучшить процесс охлаждения погружного электродвигателя.

Использование струйного устройства в компоновке с погружным электроцентробежным насосом позволяет облегчить процесс поддержания давления в затрубном пространстве нефтяной скважины на уровне давления создаваемого в коллекторе, что предотвращает процесс снижения динамического уровня, способствует экономическому эффекту вследствие снижения расхода электрического кабеля и НКТ. Однако, несмотря на существующие достоинства подобных установок, имеется существенный недостаток - это низкий КПД – до 20%. Необходимо отметить, что работы по повышению КПД тандемных установок в настоящее время активно ведутся.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адонин, А.Н. Выбор способа добычи нефти /А.Н. Адонин. — М.: Изд-во «Недра», 1971.
2. Воробьева Л.В. Основы нефтегазового дела. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – 202 с.
3. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
5. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
8. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
11. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
12. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
13. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. Стандартиформ, 2014. – 23 с.
14. Дроздов А.Н., Андриянов А.В. Опыттно-промышленное внедрение погружных насосно-эжекторных систем в НГДУ «Федоровкснефть». - Нефтяное хозяйство, 1997, №1, с.51 – 54

15. Дроздов А.Н., Бахир С.Ю. Особенности эксплуатации погружных насосных и насосно-эжекторных систем на Талинском месторождении. - Нефтепромысловое дело, 1997, №3, с.9 – 16
16. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Ч. 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48-51.
17. Дроздов А.Н., Мохов М.А., Алияров Э.Г. Освоение бездействующих скважин на Покамасовском месторождении. - Нефтяное хозяйство, 1997, №8, с. 44 – 47
18. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
19. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. –816 с.
20. Никищенко СЛ. Нефтепромысловое оборудование. – Волгоград: (ХХ) Издательский Дом «Ин-Фолио», 2008. – 414 с.
21. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. — Москва: Альянс, 2016. — 302 с.
22. Уразаков К.Р., Мухин И.А., Вахитова Р.И. Моделирование характеристик струйного насоса // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2015. – №11. – Том 11. – стр. 41-50.