

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ЗНАЧЕНИЙ ГАЗОВОГО ФАКТОРА, НЕОДНОРОДНОСТИ И ОБВОДНЁННОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.346.2-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Квинт Дмитрий Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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  
**Отделение школы (НОЦ)** нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (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
2Б5П	Квинт Дмитрию Ивановичу

Тема работы:

Анализ современных технологий добычи нефти в условиях высоких значений газового фактора, неоднородности и обводненности на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/с от 18.03.19

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.19
--	----------

**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>	Анализ влияния неоднородности на процесс разработки месторождения; анализ причин обводнённости при эксплуатации месторождений; анализ влияния газового фактора при эксплуатации скважин; технологии, направленные на эксплуатацию скважин при высоком газовом факторе; влияние частоты вращения вала электродвигателя на характеристики газосепараторов к центробежным насосам.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Анализ и влияние геологических особенностей на разработку месторождений в осложненных условиях»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Технологические особенности добычи нефти в условиях высокого газового фактора на поздней стадии месторождений Западной Сибири»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Комплексный подход к применению технологий эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ и влияние геологических особенностей на разработку месторождений в осложненных условиях	
Технологические особенности добычи нефти в условиях высокого газового фактора на поздней стадии месторождений Западной Сибири	
Комплексный подход к применению технологий эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	19.03.19
---	----------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Деева В.С.	к.т.н.		19.03.19
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			19.03.19

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5П	Квинт Дмитрий Иванович		19.03.19

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 (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Высшее образование  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения Весенний семестр 2018 /2019 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.19	Анализ и влияние геологических особенностей на разработку месторождений в осложненных условиях	25
13.04.19	Технологические особенности добычи нефти в условиях высокого газового фактора на поздней стадии месторождений Западной Сибири	25
26.04.19	Комплексный подход к применению технологий эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора	25
19.04.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.04.19	Социальная ответственность	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

##### Консультант (при наличии)

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

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ВНФ** – водонефтяной фактор;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ГЖС** – газожидкостная смесь;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**МФОН** – мультифазный осевой насос;

**НЭС** – насосно-эжекторные системы;

**ПНГ** – попутный нефтяной газ;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**СНО** – средняя наработка на отказ;

**СПО** – спускоподъёмные операции;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**УСН** – установка струйного насоса

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, в том числе 20 рисунков, 8 таблиц. Список литературы включает 16 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, неоднородность, обводненность, высокий газовый фактор, газосодержание, газосепаратор, мультифазный насос, насосно-эжекторная установка.

Объектом исследования являются установки центробежных насосов, применяемые на месторождениях в условиях высоких значений газового фактора.

Цель работы – провести анализ технологических решений при добыче нефти из залежей, характеризующихся высоким значением газового фактора.

В процессе исследования были рассмотрены основные осложняющие факторы при добыче нефти, проведен анализ современных технологий по борьбе с негативным влиянием свободного газа на установки центробежных насосов, была установлена зависимость сепарационных характеристик газосепаратора от частоты вращения вала электродвигателя центробежного насоса.

В результате исследования были выявлены наиболее эффективные и часто используемые в настоящее время технологии по борьбе с влиянием свободного газа на погружное оборудование.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на механизированном фонде скважин, оборудованном установками центробежных насосов, месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1. АНАЛИЗ И ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	11
1.1. Анализ влияния неоднородности на процесс разработки месторождения .	13
1.1.1. Виды неоднородности строения нефтяных залежей.....	15
1.1.2. Анализ влияния неоднородности по проницаемости на коэффициент извлечения нефти .....	18
1.2. Анализ причин обводнённости при эксплуатации месторождений .....	19
1.2.1. Причины обводнения при начальном освоении и в процессе эксплуатации месторождения .....	20
1.2.2. Методы борьбы с обводнением продуктивных пластов при заводнении.....	23
1.3. Анализ влияния газового фактора при эксплуатации скважин .....	23
1.3.1. Анализ причин роста газового фактора в процессе разработки нефтяных месторождений .....	24
1.3.2. Актуальность решения проблемы высокого газового фактора при эксплуатации скважин .....	27
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	29
2.1. Технологии, направленные на эксплуатацию скважин при высоком газовом факторе.....	29
2.1.1. Применение предвключённых устройств к центробежным насосам в скважинах, осложнённых высокими значениями свободного газа.....	30
2.1.2. Применение новых насосных ступеней для добычи нефти .....	34
2.1.3. Применение мультифазных насосов в условиях высоких значений газового фактора.....	36
2.1.4. Применение мультифазных насосов при эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора.....	39
2.2. Влияние частоты вращения вала электродвигателя на характеристики газосепараторов к центробежным насосам .....	42
2.2.1. Схема установки и анализ методики проведения эксперимента.....	42

2.2.2. Анализ стендовых испытаний газосепараторов на мелкодисперсной смеси «вода-ПАВ-газ» с переменным значением частоты вращения вала электродвигателя .....	47
2.2.3. Анализ результатов стендовых испытаний газосепараторов.....	52
3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ЗНАЧЕНИЙ ГАЗОВОГО ФАКТОРА .....	54
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	59
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
5.1. Производственная безопасность.....	68
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	72
5.2. Экологическая безопасность .....	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	75
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день разработка месторождений Западной Сибири, где сосредоточено более две трети нефти и 90% российского газа, находится, либо вступает в последнюю стадию разработки, и актуальным становится добыча трудноизвлекаемых запасов. Осложняющих факторов при добыче углеводородов множество. Одними из таких причин, затрудняющих добычу являются литолого-фациальная неоднородность продуктивного пласта, высокие значения газового фактора, для многих месторождений, находящихся на последней стадии разработки, характерно большое значение обводнённости.

Неоднородность по проницаемости оказывает значительное влияние при разработке месторождения. Различия в коэффициентах проницаемости у пропластков продуктивного пласта приводят к отставанию выработки запасов нефти, преждевременному обводнению одних, имеющих высокие значения проницаемости, пропластков и слабым участием в процессе разработки низкопроницаемых участков. По этой причине, встаёт проблема низкого охвата продуктивного пласта закачиваемой водой при разработке месторождения с поддержанием пластового давления.

Помимо наличия неоднородности в продуктивных пластах, обводнение добываемой продукции происходит из-за нарушений в герметичности заколонного пространства, подтягивания конусов подошвенной воды. Преждевременное обводнение пластов и скважин создаёт негативные условия для добычи нефти: существенно снижается текущая добыча нефти и коэффициент нефтеотдачи, происходит увеличение экономических затрат. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

Одним из основных критериев работы скважин является значение газового фактора, увеличение значения которого неблагоприятно влияет на работу использующегося в эксплуатации насосного оборудования. Многочисленные лабораторные и промысловые исследования показывают, что с ростом

обводненности происходит увеличение значения газового фактора из-за выделения газа, растворённого в пластовой воде. Высокое содержание свободного газа на приёме насоса приводит к неэффективной эксплуатации электроцентробежных насосов, увеличивается число простоев и отказов в работе.

На сегодняшний день разработка месторождений, осложнённых различными факторами требует применения современных технологий извлечения углеводородов, которые обеспечивают более эффективную добычу нефти и стабильную работу насосного оборудования.

## 1. АНАЛИЗ И ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Сложное геологическое строение месторождения, высокие значения газового фактора, свойственная завершающей стадии разработки большая обводнённость добываемой продукции – всё это приводит к значительным осложнениям в процессе эксплуатации. На сегодняшний день большая часть месторождений России осложнена перечисленными факторами и применение эффективных технологий, обеспечивающих эффективную добычу углеводородов, имеет особое значение.

Большая часть месторождений, приуроченных Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции, которые разрабатываются ООО «РН-Пурнефтегаз» имеют сложное геологическое строение. Харампурское, Фестивальное, Тарасовское, Комсомольское месторождения имеют высокую расчленённость, толщина непроницаемых пропластков достигает до 2 метров. Среднее газосодержание на данных разрабатываемых месторождениях превышает  $300 \text{ м}^3/\text{т}$ .

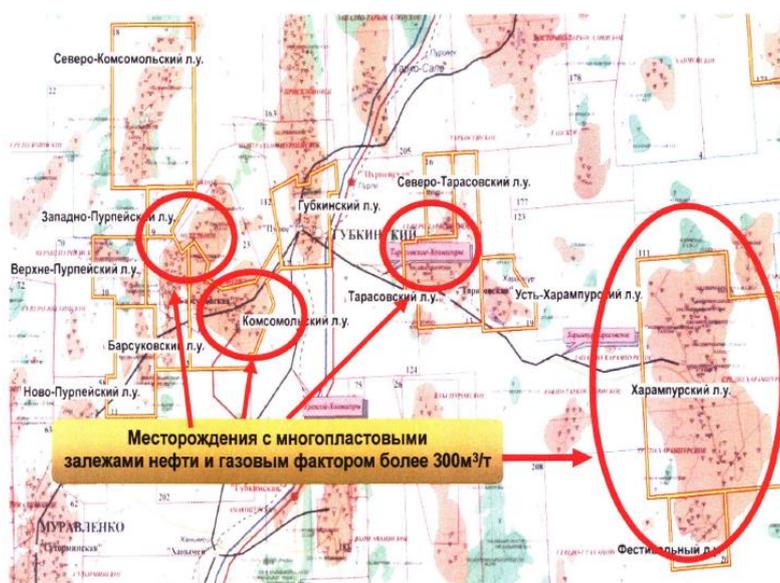


Рисунок 1 – Обзорная карта месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз»

На данных месторождениях залежи нефти имеют обширные нефтяные зоны или подстилаются подошвенной водой, что при эксплуатации скважин, если отсутствуют непроницаемые разделы на ВНК, происходит быстрый прорыв

подошвенной воды по конусу обводнения даже при вскрытии только части нефтенасыщенной толщины пласта выше ВНК. Большинство пластов имеют газовые шапки, закачиваемая вода будет неизбежно попадать в газовую шапку, а в нефтенасыщенную часть пласта будет попадать газ.

Разработка продуктивных пластов и пропластков эксплуатационных объектов происходит «единым фильтром», которая при данных осложненных условиях, в том числе и неоднородности, ведет к следующему:

- невозможность создания депрессии на каждый пласт по отдельности;
- потеря дебита скважины на 20-40% из-за различия значений пластовых давлений, что приводит возникновению перетоков флюида из одного пласта в другой;
- отсутствие отдельного учета добываемой продукции.

Для пластов, характеризующихся различными коллекторскими свойствами, перспективным является создание технологических условий дифференцированной добычи каждого пласта. В настоящее время технология одновременно-раздельной эксплуатации выполняет данные требования.

Анализ фонда потенциальных скважин месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» показал, что более 500 скважин подходит для применения ОРЭ.

Каждая пятая скважина месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» осложнена наличием высокого значения газового фактора. Средний газовый фактор по всему фонду скважин – 187 м<sup>3</sup>/т, максимальные значения газового фактора (до 450 м<sup>3</sup>/т) характерны для Харампурского и Тарасовского месторождений.

Фонд скважин данных месторождений составляет 75% установок электроцентробежных насосов, которые особенно зависимы от значения газосодержания на приёме насоса. УЭЦН имеет возможно перекачивать ГЖС с содержанием в ней 25% газа, при больших значениях в первых рабочих колёсах насоса, газ, выделяющийся из нефти, образует в них газовые каверны, которые не участвуют в движении, из-за чего характеристики насосной установки и, следовательно, её производительность ухудшаются. Высокие значения газового

фактора способствуют следующим проблемам при эксплуатации месторождений:

- при снижении производительности насоса происходит нестабильный приток из скважины;
- перегрев ПЭД или кабельного удлиителя УЭЦН;
- при нестабильной подаче возможно образование гидратов и парафинов в стволе скважины;
- интенсивное солеобразование.

Неэффективная эксплуатация насосного оборудования приводит к росту потерь нефти, а также к частым отказам насосов, увеличиваются затраты на проведение текущего, а часто и капитального ремонтов. Так за «скользящий» год в ООО «РН-Пурнефтегаз» по причине высокого газового фактора было получено более 14 тыс. часов простоя и 209 отказов оборудования, не добыто 6500 тонн нефти. Следствием отказа оборудования явились дополнительные ремонты скважин [3].

Таким образом, к основным причинам недостаточной эффективности в выработке запасов нефти относятся:

- 1) неоднородность продуктивных пластов разрабатываемого месторождения;
- 2) высокие значения обводнённости и газового фактора.

### **1.1. Анализ влияния неоднородности на процесс разработки месторождения**

Известно, что полноту коэффициента нефтеотдачи в реальных условиях определяют произведением двух параметров: коэффициента вытеснения нефти и коэффициента охвата воздействием вытесняющего агента. Следовательно, при решении проблемы увеличения коэффициента КИН поиски ведутся по двум направлениям: увеличением коэффициента вытеснения для увеличения степени промывки продуктивного пласта и повышением коэффициента охвата разрабатываемого пласта. В лабораторных экспериментах приоритетными

являются исследования, связанные с динамикой коэффициента вытеснения и в настоящее время большая часть методов увеличения нефтеотдачи характеризует себя как технологии, связанные с увеличением коэффициента вытеснения. Наиболее важными факторами, ограничивающими коэффициент охвата воздействием при заводнении являются геологическая неоднородность продуктивных пластов разрабатываемого месторождения и реологические свойства добываемой продукции.

Изучением неоднородности продуктивных пластов нефтяных залежей занимались многие учёные, среди которых следует отметить работы Ю.П.Борисова, М.А. Жданова, Р.Б. Хисамова, М.Л. Сургучева, В.С. Мелик-Пашаева, З.К. Рябининой, Р.Н. Дияшева и др.

Единого мнения по вопросам классификации, терминологии и оценки неоднородности нефтяных залежей, несмотря на значительные успехи в решении данной проблемы, по настоящее время нет. В работах многих авторов неоднородность нефтяных залежей именуется геологической, так как она обусловлена в большей степени геологическими процессами, результатами которых является изменение петрографии, литологии, меняются физические свойства флюидов, насыщающих продуктивный пласт. Впервые, формулировка понятия геологической неоднородности приводится в работах Л.Ф. Дементьева и Е.И. Семина. В работе Е.И. Семина под определение геологической неоднородности понимается изменчивость литолого-физических свойств пород разрабатываемого объекта. Несколько расширенное понятие геологической неоднородности продуктивного пласта дает Л.Ф. Дементьев, понимая под этим изменчивость, непостоянство как по разрезу, так и по площади литологической характеристики и физических свойств пород, слагающих продуктивный пласт. В настоящее время для оценки неоднородности подобрать обоснованно критерий или меру не представляется возможным, поскольку данное определение неоднородности включает в себя целый комплекс свойств и понятий из различных областей знаний. Потому, возникает необходимость систематизации,

классификации неоднородности, так как это позволит более подробно изучить важные вопросы, касающиеся геологической неоднородности.

### **1.1.1. Виды неоднородности строения нефтяных залежей**

Под неоднородностью следует понимать пространственную изменчивость литолого-физических свойств (пористость, проницаемость, эффективная толщина и др.) как по площади, так и по толщине пласта.

Единого мнения по вопросам классификации и оценки неоднородности нефтяных залежей по настоящее время нет. На основе обобщения исследований ряда авторов по изучению неоднородности пластов можно предложить следующую классификацию неоднородности продуктивных пластов нефтяных залежей: 1) неоднородность по коллекторским свойствам продуктивного пласта; 2) литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта. Более детальное изучение неоднородности по ФЕС требует выделения следующих видов неоднородности: по проницаемости; по пористости; по распределению остаточной водонасыщенности, микронеднородность.

Литолого-фациальную неоднородность можно охарактеризовать чередованием пород как по толщине продуктивного горизонта, так и по площади залежи; замещением одних слагающих пород на другие; линзовидностью и т.д. Таким образом, литолого-фациальная неоднородность является следствием процессов седиментации пород, входящих в состав продуктивного горизонта.

Изучение и анализ геологических карт, профилей позволяет дать наглядное представление о литолого-фациальной неоднородности. Зональную литолого-фациальную неоднородность (неоднородность по толщине) наглядно можно рассмотреть по различным картам: картам толщин продуктивных горизонтов, эффективной толщины пород и т.п. Слоистую литолого-фациальную неоднородность наглядно представляют геологические профили, по которым можно судить о ярко выраженной литолого-фациальной неоднородности.

Для изучения данного вида неоднородности в настоящее время используют методы теории вероятностей и математической статистики, что естественно без использования методов нефтепромысловой геологии может привести к ошибочным методам.

В действительности все продуктивные пласты разрабатываемых месторождений являются неоднородными в литолого-фациальном отношении, но характер их неоднородности может быть различен друг от друга. Для количественной оценки неоднородности используют следующие широко применяемые коэффициенты:

- коэффициент песчанистости – в разрезе продуктивного пласта характеризует долю проницаемого коллектора и представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины.
- коэффициент расчлененности – отношение суммарного числа проницаемых слоёв, суммированных по всем скважинам, вскрытых продуктивный пласт, к числу этих скважин.

Для технологических показателей разработки неоднородность по проницаемости имеет наибольшее значение. Коэффициент проницаемости является важной гидродинамической характеристикой для пористой среды, так как проницаемость определяет её пропускную способность. Продуктивность добывающей скважины, добывающие возможности продуктивного пласта также зависят от коэффициента проницаемости. Влияние данного коэффициента значительно на технологические показатели разработки, одним из которых является коэффициент нефтеотдачи. Путём лабораторных и теоретических исследований была установлена прямая зависимость коэффициента проницаемости от нефтеотдачи: чем больше среднее значение коэффициента проницаемости, тем больше нефтеотдача.

При выборе системы разработки несколько нефтенасыщенных пластов объединяют в один эксплуатационный объект. При понижении пластового давления до величины, не способствующей извлечению нефти, переходят ко

вторичным способам разработки, основанным на искусственном поддержании пластового давления за счет закачки воды либо газа (в газовую шапку). Так как пропластки имеют различное значение коэффициента проницаемости, то в результате процесса заводнения коэффициент охвата воздействием будет неравномерен. Пласты либо пропластки месторождения с низким значением проницаемости будут отставать в вытеснении нефти. Вытесняющая вода будет фильтроваться по высокопроницаемым каналам, так как пропластки с высоким значением проницаемости имеют меньшее гидравлическое сопротивление по сравнению с низкопроницаемыми пропластками. Вытеснения нефти из участков с низким значением проницаемости происходить не будет. Как следствие, эффективность процесса добычи углеводородов уменьшается, ухудшаются технико-экономические показатели разработки.

Неоднородность по проницаемости представляет собой зональную либо слоистую неоднородность.

Под зональной неоднородностью пласта по проницаемости следует понимать изменение по площади залежи значений коэффициентов проницаемости. Изучением данного вида неоднородности занимаются по карте проницаемости, позволяющей выявить закономерности обводнения скважин и залежи, изучить характер перемещения контура нефтеносности и других вопросов, связанных с влиянием зональной неоднородности пласта на технологические показатели разработки.

Слоистая неоднородность – неоднородность, при которой пласт разделен по толщине на несколько слоёв с постоянной по среднему значению проницаемостью в каждом слое, но различающейся с проницаемостью соседних слоёв. Данный тип неоднородности предопределяет пространственную анизотропию фильтрации терригенного резервуара и, также, контролирует «охват» залежи нефти по площади при разработке месторождения.

Слоистую неоднородность, в зависимости от пространственного развития слоистых текстур разделяют на две группы – упорядоченно-слоистую и хаотично-слоистую (рисунок 2). Для первой группы характерна хорошая

выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование перпендикулярном. Выдержанность прослоев в каком-либо направлении для хаотично-слоистых коллекторов отсутствует.

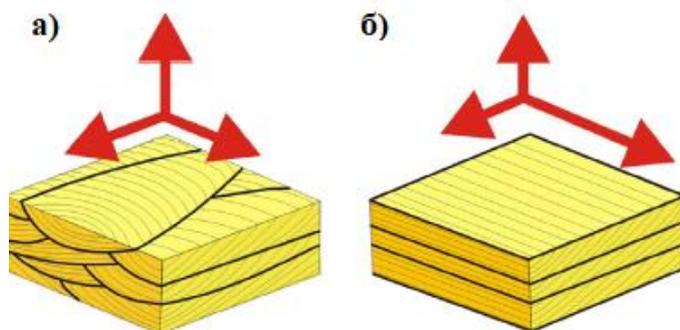


Рисунок 2 – Группы слоистой неоднородности: а) хаотичная слоистость  
б) упорядоченная слоистость

Косвенное представление о слоистой неоднородности можно получить по результатам геофизических исследований проницаемости, либо по данным, полученным при исследовании скважин глубинными дебитомерами. Данный вид неоднородности, как литолого-фациальная и зональная неоднородности также является следствием процессов седиментации.

### **1.1.2. Анализ влияния неоднородности по проницаемости на коэффициент извлечения нефти**

Помимо неоднородностей горных пород, существуют неоднородности физических свойств насыщающей горную породу жидкости. В различных участках пласта жидкость имеет различные значения плотности, вязкости, отличается содержанием асфальтенов, смол, парафина и т.д., влияющих на аномальные свойства системы жидкость-пористая среда и самой жидкости. Следовательно, из-за присутствия микронеднородности, макронеднородности горных пород не на всех участках и пропластках будет одновременное движение жидкости. Движение, в первую очередь, будет происходить по наиболее проницаемым пропласткам, а затем при изменении градиента давления и в менее проницаемых участках.

В неоднородных пластах участки с низкой проницаемостью могут быть не охвачены заводнением на 20-50%. Низкий процент извлечения нефти объясняется малым охватом продуктивного пласта процесса заводнения. За счет выработки высокопроницаемых коллекторов большое число остаточных запасов нефти являются трудноизвлекаемыми.

Бурение скважин является наиболее распространённым и эффективным способом интенсификации добычи нефти и увеличения КИН, осуществляемым, как правило, на поздней стадии разработки месторождения и представляет собой уплотнение сетки скважин, бурение на локальных участках месторождения отдельных дополнительных скважин.

Для качественной оценки коэффициента нефтеизвлечения необходимо сделать акцент на то, как по объёму продуктивного пласта распределены значения проницаемости, определить долю объёма мало- средне- и высокопроницаемых песчаников. Распределение долей песчаников с различными коэффициентами проницаемости в объёме продуктивного пласта будет зависеть от характера пространственной неоднородности по проницаемости. Было экспериментально доказано, что нефтеизвлечение тем больше, чем больше значение проницаемости.

Влияние неоднородности на технологические показатели разработки месторождений, а также на коэффициент нефтеизвлечения было изучено И.М. Бакировым. Им были обоснованы критерии по оптимальному размещению скважин в неоднородных по толщине и площади пластах, проведены многочисленные исследования по выявлению условий эффективного вытеснения нефти водой от размещения скважин.

## **1.2. Анализ причин обводнённости при эксплуатации месторождений**

Большая часть месторождений России характеризуется поздней стадией разработки, отличительной чертой которой является неуклонно-возрастающая обводнённость продукции. Месторождения Западной Сибири находятся или

переходят на поздний этап эксплуатации и актуальным в настоящее время является ограничение отбора воды при добыче нефти. Продуктивные горизонты имеют резкую литолого-фациальную неоднородность и по причине этого происходит процесс обводнения добывающих скважин. Преждевременное обводнение пластов и скважин создаёт негативные условия для добычи нефти: существенно снижается текущая добыча нефти и коэффициент нефтеотдачи, происходит увеличение экономических затрат, связанных с подъёмом на поверхность, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объёмов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

### **1.2.1. Причины обводнения при начальном освоении и в процессе эксплуатации месторождения**

Попутно добываемую воду, извлекаемую совместно при добыче нефти, можно подразделить на 2 типа. К первой группе относится вода, которая поступает из активных водоносных горизонтов либо из нагнетательных скважин, оказывающих влияние на вытеснение нефти из пласта. Эта вода поступает в скважину в объеме меньшем допустимого, который соответствует критическому водонефтяному фактору (ВНФ). ВНФ – отношение текущего дебита воды к дебиту нефти. Данный фактор определяется экономикой. Это неизбежное следствие движения воды по продуктивному пласту, добычи которой избежать нельзя.

Второй тип добываемой попутной воды не участвует в вытеснении нефти. К этой группе можно отнести:

- воды близлежащих горизонтов, которые приводят к обводнению скважины вследствие нарушений в эксплуатационной колонне;
- подошвенные пластовые воды продуктивного горизонта, поступающие по затрубному пространству;

- нижние пластовые воды, которые поступают по каналам в кольцевом пространстве скважины.

Основная причина обводнения скважин водами из пластов, не относящихся к продуктивному объекту является нарушение герметичности эксплуатационной колонны, либо крайне низкое качество разобщения между пластами, из-за чего исключается возможность вытеснения нефти из продуктивного пласта. В качестве решения данной проблемы является закачивание изолирующих жидкостей и механическая изоляция с применением цементных мостов, пробок, пакеров, пластырей.

Исследования причин обводнения скважин, которые расположены в водонефтяной зоне, достаточно широко освещены в научно-технической литературе. В теоретических исследованиях они сводятся в основном к определению оптимального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта и к подсчету предельного безводного дебита эксплуатации [1].

Рядом ученых, таких как Н.Ф. Иванов, И.А. Чарный, М.М. Глаговский, Д.М. Миллионщиков и др., было получено приблизительное решение данных поставленных задач. В работах представленных ученых отмечено, что величины предельного безводного дебита малы и экономически нерентабельны. Время обводнения скважины, вскрывшей продуктивный пласт, наступает достаточно быстро, можно добыть лишь незначительную часть запасов нефти до наступления данного времени.

Обводнение подошвенными и нижними пластовыми водами, поступающими в скважину по каналам её призабойной зоны и кольцевому пространству между обсадными трубами и горной породой, имеет более сложный характер. Основной причиной поступления подошвенных вод скважину является приближение контурной воды по мере извлечения нефти из продуктивного пласта. Кроме того, в ходе эксплуатации при водонапорном режиме происходит постоянное движение ВНК вверх, в зону перфорации скважины, что естественно может привести к прорыву воды. Такое явление происходит при очень низкой вертикальной проницаемости (менее 0,01мД).

Явление конусообразования происходит в скважинах при расположении ВНК рядом с интервалом перфорации в пластах с относительной высокой вертикальной проницаемостью.

А.П. Телков экспериментально установил зависимость конусообразования от анизотропности пласта: чем выше указанный параметр, тем в меньшей степени проявляется конусообразование [1]. Возникновения движения подошвенной воды вертикально напластованию у ствола скважины может привести к разрушению тампонажного раствора, укрепляющего обсадные колонны со стенкой скважины.

Решением данной проблемы будет являться закачка больших объёмов геля выше ВНК, либо бурение одного или нескольких горизонтальных стволов вблизи кровли пласта. Это позволит увеличить расстояние до ВНК и при работе с пониженной депрессией приведёт к снижению эффекта конусообразования. Данное явление в горизонтальных скважинах – языкообразование. Замедление данного эффекта возможно при применении изоляции в прискважинной зоне, распространяющейся на значительные расстояния вверх и вниз по стволу.

Также к причинам обводнения вследствие геологических особенностей объекта является наличие трещин в коллекторе. Нефтяной и водяной пласты могут связывать разломы либо трещины и вода по данным трещинным каналам поступает в скважину. В качестве решения данной проблемы используют закачку гелевых составов. Данный вид обработки наиболее успешен при отсутствии притока нефти по трещинам. Объём закачки должен быть значительным для того, чтобы закупорить трещины, расположенные на достаточно отдалённом расстоянии от скважины.

Одной из важных причин, влияющих на преждевременное обводнение скважин при отборе нефти, является послойная неоднородность продуктивных пластов разрабатываемого месторождения. Большая часть закачиваемой воды при данных условиях фильтруется по высокопроницаемым пропласткам нефтеводонасыщенного коллектора, оставляя невыработанной его

низкопроницаемую часть, которая относится к категории объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

### **1.2.2. Методы борьбы с обводнением продуктивных пластов при заводнении**

Основной причиной прорыва нагнетаемой воды, необходимой для поддержания пластового давления, по наиболее проницаемым пропласткам является неоднородность по проницаемости, оставляя при этом низкопроницаемые пласты невыработанными. В таких условиях повышение эффективности эксплуатации скважин возможно, если значительно снизить коэффициент проницаемости у высокопроницаемых зон продуктивного пласта, а также перераспределения поля давлений, для того чтобы охватить процессом заводнения застойные участки пласта разрабатываемого месторождения.

Для достижения поставленных целей созданы технологии, способствующие выравниванию профиля приемистости у нагнетательных скважин, также они совершенствуются. Применение широкого круга реагентов, таких как: пенных, полимерных, осадкообразующих систем, гидрофобизаторов, резиновой крошки и др. – способствует блокированию высокопроницаемых интервалов пласта. Помимо выравнивания профиля закачки нагнетательных скважин, отдельным вопросом является изоляция обводнённых интервалов добывающих скважин.

Эффективность разработки месторождения можно значительно повысить при совместном решении данных задач (изоляция интервалов притока воды в добывающих скважинах и контроль профиля приемистости нагнетательных скважин).

### **1.3. Анализ влияния газового фактора при эксплуатации скважин**

Эффективность проекта в сфере добычи углеводородов в действительности определяется по прибыли. К критериям, которые определяют данную эффективность проекта, относятся множество факторов, одними из

которых являются: эксплуатационные и капитальные затраты, технико-экономическое обоснование сетки скважин, для эксплуатации многопластового месторождения – применение совместного способа эксплуатации или одновременно-раздельной эксплуатации и т.д. Все перечисленные факторы будут зависеть от суммарной добычи продукции, полученной за время эксплуатации месторождения, поэтому главным условием будет являться надёжность подсчетов запасов.

Одним из основных критериев работы скважин является газонефтяной фактор, при достижении предельного значения которого эксплуатация участка согласно регламентным требованиям должна быть приостановлена. Максимальное допустимое значение происходит по величине начального газового фактора. Пластовый газовый фактор представляет собой отношение количества нефтяного газа, доведённого до стандартных условий ( $t_{ст}=20^{\circ}\text{C}$ ,  $P_{ст}=101325\text{Па}$ ), к одной тонне добытой нефти в пластовых условиях, в последующем разгазированной при снижении пластового давления до атмосферного.

### **1.3.1. Анализ причин роста газового фактора в процессе разработки нефтяных месторождений**

В настоящее время большая часть месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, и выявилась проблема увязки промыслового газового фактора с его проектным значением. Превышение значений промыслового газового фактора над его проектным значением на месторождениях повлекло за собой превышение накопленного объема попутного нефтяного газа (ПНГ) над начальными извлекаемыми запасами. Многие такие месторождения эксплуатируются в водонапорном режиме, условием существования которого является условие превышения пластового давления над давлением насыщения нефти газом.

Благодаря множеству проведённых лабораторных и промысловых исследований было установлено, что при увеличении обводнённости продукции

добывающих скважин происходит увеличение значения газового фактора из-за выделения газа, растворённого в пластовой воде. Нагнетаемая вода, контактируя с нефтью в пластовых условиях и также с неизвлекаемой частью запасов нефти, насыщается легкими газовыми компонентами (метан, углекислый газ, азот, этан и др.) из-за происходящей диффузии. В конечном итоге нефть становится более вязкой и тяжелой, а вода насыщается газом.

В условиях высоких значений обводненности суммарные объемы газа растворенного газа в нагнетаемой воде и добываемой нефти становятся сопоставимы друг другу, что естественно скажется на значении газового фактора. Статистический анализ замеров газового фактора на устье скважин для одного из добывающих предприятий Западной Сибири показал, что при обводненности продукции скважин свыше 90 % наблюдается двукратное превышение промышленного газового фактора над проектным значением (рисунок 3) [2].

Таким образом, благодаря явлению растворимости газа в пластовой воде можно качественно и количественно оценить рост рабочего газового фактора на месторождениях, обусловленных высоким значением обводнённости добываемой продукции.

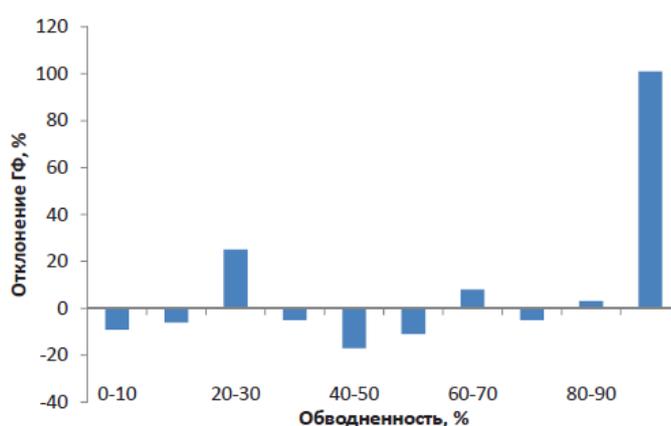


Рисунок 3 – Отклонение значений газового фактора от проектных в зависимости от степени обводнённости нефтедобывающего предприятия Западной Сибири

Ввиду многолетнего опыта разработки нефтяных месторождений известно, что в пласте может образовываться и искусственная газовая шапка помимо естественной, если на начальной стадии разработки месторождения пластовое давление опустилось ниже давления насыщения. Выделяющийся газ из нефти, образующий искусственную газовую шапку, начинает прорываться к забою скважины с образованием воронки депрессии. Из-за того, что газ, ввиду своих физико-химических свойств, прорывается к забою быстрее добываемой жидкости, то на поверхности появляется дополнительное количество газа, из-за которого увеличивается рабочий газовый фактор (отношение количества нефтяного газа, доведённого до стандартных условий ( $t_{ст}=20^{\circ}\text{C}$ ,  $P_{ст}=101325\text{Па}$ ), к одной тонне добытой нефти, разгазированной по ступеням сепарации). При этом пластовый газовый фактор остается неизменным.

Увеличение обводнённости добываемой продукции нефтяных скважин также способствует и изменению термодинамических условий подготовки нефти. Анализируя промысловые данные нефтяных месторождений Западной Сибири, которые находятся на завершающей стадии разработки, было установлено, что за последние 10-15 лет значительно изменились условия эксплуатации добывающих скважин. Наблюдается снижение динамического уровня, резкий рост дебита добываемой жидкости, увеличение глубины спуска насосного оборудования. Данные изменения непременно повлияли на температуру жидкости на устье добывающих скважин. С ростом обводнённости увеличивается дебит добывающих скважин по жидкости, теплоёмкость и скорость движения данной жидкости по лифтовым колоннам и наземным трубопроводам (рисунок 4).

Увеличение роста объёма добываемой жидкости приводит к повышению её температуры на объектах подготовки нефти, на которых происходит сепарация газа от газожидкостной смеси. Так как при увеличении температуры некоторые углеводородные компоненты начинают переходить из нефти в газообразное состояние, то начинает увеличиваться объём сепарированного газа, объём товарной нефти при этом уменьшается. Увеличение рабочего газового

фактора из-за повышения температуры ГЖС на устье незначительно и составляет всего 5-10%.

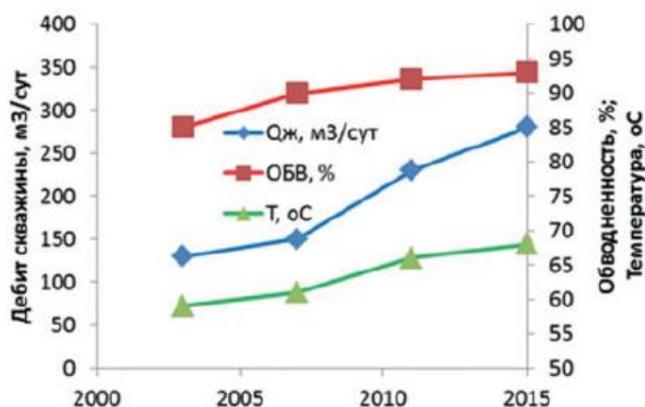


Рисунок 4 - Изменения во времени обводнённости, дебита и температуры на устье добывающей скважины на примере одного из месторождений Западной Сибири

### 1.3.2. Актуальность решения проблемы высокого газового фактора при эксплуатации скважин

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Газовый фактор имеет важное значение при выборе способа эксплуатации скважин. Рабочий газовый фактор учитывает содержание газа в добываемой ГЖС, а также добычу ПНГ с дополнительных источников (газа с газовых шапок, прорывающегося к забою добывающей скважины).

В процессе добычи нефти происходит разгазирование ГЖС с выделением свободного газа в стволе скважины. Одна часть газа вместе с добываемой

продукцией попадает на приём насоса, а другая часть газа накапливается в затрубном пространстве над динамическим уровнем и, накапливаясь там, сдвигает его.

Вредное влияние газа на УЭЦН, которыми в Западной Сибири добывается порядка 80-90% нефти, уже давно известно. Основным определяющим фактором является величина газосодержания (характеризует объём растворённого газа в 1 м<sup>3</sup> пластовой нефти). С попаданием вместе с добываемой нефтью на приём насоса свободного газа устойчивая работа насосного оборудования может прекратиться, что непременно приведёт к непредвиденным ситуациям, вплоть до срыва подачи по газу. Наличие свободного газа неблагоприятно влияет на напорную характеристику УЭЦН, и, следовательно, происходит смещение работы насосы от оптимального режима (рисунок 5).

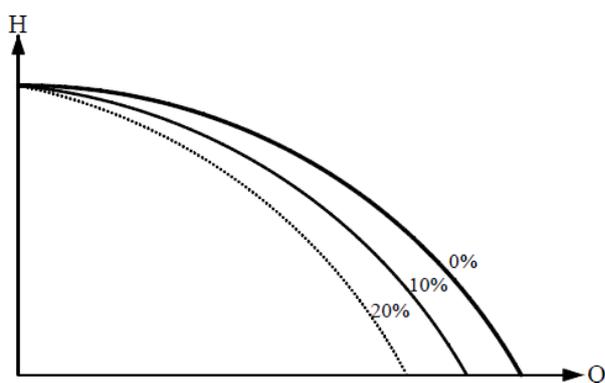


Рисунок 5 – Влияние свободного газа на напорную характеристику УЭЦН

Таким образом, в настоящее время одной из актуальных проблем при эксплуатации месторождений в условиях высокого значения газового фактора является устранение вредного влияния свободного газа на насосное оборудование, используемое при эксплуатации месторождения.

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

### **2.1. Технологии, направленные на эксплуатацию скважин при высоком газовом факторе**

Добываемая жидкость представляет собой смесь различных углеводородов и воды, в которой растворены газы. С понижением давления растворимость газов уменьшается и при поступлении ГЖС из продуктивного пласта в скважину из неё начинает выделяться газ.

Наличие свободного газа на приёме погружного насоса снижает её эффективность работы, так как:

- Из-за наличия свободного газа уменьшается объём добываемой нефти в ступенях насоса;
- Разделение газа и жидкости в поле центробежных сил снижает напор ступени;
- Для подшипников свободный газ является плохой смазкой;
- Образующиеся газовые каверны в первых рабочих ступенях насоса способны заблокировать поток добываемой жидкости, может произойти срыв подачи;
- Газ обладает низкой теплоёмкостью и снижение дебита способно привести к перегреву ПЭД или его сгоранию.

Вредное воздействие свободного газа на УЭЦН уже давно известно, а так как с помощью данных погружных установок добывается порядка 80-90% всей нефти в Западной Сибири, то становится актуальным применение технологий, обеспечивающих стабильную работу данных насосных установок на разрабатываемых месторождениях, обусловленных высокими значениями газового фактора.

В настоящее время повысить эффективность работы центробежных насосов в условиях высоких значений газового фактора можно с помощью применения следующих технологий:

- Использование в центробежном насосе специальных ступеней, рассчитанных на эффективную работу в газонасыщенных средах;
- Применение «конических насосов»;
- Применение тандемной технологии центробежного и струйного насоса;
- Установка на вход насоса газосепараторов;
- Использование диспергаторов на приёме насоса;
- Спуск насоса на глубину, где давление на приёме насоса будет равным давлению насыщения нефти газом.

Заглубление насоса под динамический уровень жидкости приводит к уменьшению значения газосодержания за счет увеличения давления на приёме насоса. Данный метод имел широкое применение на промыслах, однако его эффективность наблюдалась при небольших значениях газового фактора и давлениях насыщения. Сейчас данный метод исчерпал свои возможности без дальнейших перспектив развития, а отдельные способы спуска УЭЦН ниже интервала перфорации и применения кожухов и перепускных труб приводят к новым осложнениям и проблемам при эксплуатации месторождения.

### **2.1.1. Применение предвключённых устройств к центробежным насосам в скважинах, осложнённых высокими значениями свободного газа**

Принцип действия газосепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Поступающая при работе газосепаратора газожидкостная смесь подаётся шнеком в сепарационную камеру. В данной камере под действием центробежных сил происходит отделение газа от ГЖС: более тяжелая жидкость прижимается к стенкам, легкий газ находится вблизи вала газосепаратора. Поступление дегазированной

жидкости в насос происходит по каналам головки сепаратора, отделившийся газ – в затрубное пространство.

Действие на приёме насоса диспергатора заключается в измельчении газовых пузырьков поступающей ГЖС до получения однородной смеси. ГЖС подаётся шнеком в диспергирующее устройство, состоящее из нескольких колёс, которые вращаются внутри аппаратов-рассекателей. Происходит получение более однородной смеси за счет уменьшения пузырей свободного газа, которая поступает нижнюю секцию насоса с помощью лопаточного рассекателя по каналам разделителя.



Рисунок 6 – Устройство газосепаратора и диспергатора

Если применение газосепараторов или диспергаторов не обеспечивает стабильной работы центробежного насоса в скважинах с большим содержанием свободного газа, то вместо них применяют газосепаратор-диспергатор. Его действие заключается в отделении газа от поступающей ГЖС в газосепараторе, далее дегазированная жидкость от сепаратора поступает в диспергирующие ступени. Жидкость через прохождение диспергатора становится более однородной за счет измельчения газовых включений.

В настоящее время газосепараторы являются более эффективными предвключёнными устройствами при добыче нефти, содержащей

нерастворенный газ. Компания «Новомет» разработала новую конструкцию газосепаратора, который сочетает в себе улучшенные характеристики газосепаратора с вихревой камерой (Патент РФ №2547854) и абразивостойкость центробежного сепаратора с геликоидальным шнеком (Патент РФ №2379500).

Особенность центробежно-вихревого энергоэффективного сепаратора заключается в том, что применение вихревой камеры в данном газосепараторе обеспечивает улучшенную сепарационную характеристику и пониженное потребление электроэнергии, а геликоидальный шнек имеет переменный шаг, лопасти образуют с осью вращения монотонно уменьшающийся от входа к выходу угол, благодаря чему обеспечивается более высокая стойкость к гидроабразивному изнашиванию и надежность оборудования при работе в условиях содержания механических примесей.



Рисунок 7 – Общий вид центробежно-вихревого энергоэффективного газосепаратора

Помимо данных дополнительных модулей УЭЦН разработан также газостабилизатор, предназначенный для измельчения газовых пузырьков поступающей ГЖС. На валу газостабилизатора последовательно расположены

осевые и лабиринтные ступени. Жидкость, которая поступает в предвключенное устройство сжимается в каждой из осевых ступеней. В результате уменьшения объёма газа происходит увеличение его упругости и повышает устойчивость работы следующей ступени. Затем смесь подаётся в лабиринтные ступени газостабилизатора, где происходит более интенсивное измельчение газовых включений.



Рисунок 8 – Устройство газостабилизатора

Положительный опыт использования газостабилизатора имеется в ПАО «Варьеганнефтегаз» на скважинах Хохряковского, Орехово-Ермаковского, Северо-Варьеганского, Бахиловского месторождений. В настоящий момент все центробежные насосы, находящиеся в работе, укомплектованы газостабилизаторами.

При содержании свободного газа на приёме насоса до 25% обеспечивается стабильная работа насосного оборудования, свыше данного значения характеристики насоса и его производительность уменьшаются. В таблице 1 приведены предвключенные устройства, которые обеспечивают стабильную работу УЭЦН при значениях свободного содержания газа на приёме насоса свыше 25%, также указаны их достоинства.

Таблица 1 – Предвключенные устройства, устанавливаемые при высоком газосодержании добываемой нефти

Устройство	Достоинства
Газостабилизатор	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Содержание свободного газа на приёме насоса – до 50%</li> <li>2. Гомогенизирует и прокачивает ГЖС, препятствуя образованию неподвижных газовых каверн;</li> <li>3. Устойчив к наличию абразива</li> </ol>
Газосепаратор-диспергатор	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Содержание свободного газа на приёме насоса – до 75%</li> <li>2. Обеспечивает стабильную работу насоса в скважинах, где не справляются газосепаратор и диспергатор;</li> <li>3. Уменьшение вибраций УЭЦН и пульсаций потоков в НКТ</li> </ol>
Центробежно-вихревой энергоэффективный газосепаратор	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Содержание свободного газа на приёме насоса – до 90%</li> <li>2. Улучшенная сепарационная характеристика по сравнению с обычным газосепаратором;</li> <li>3. Высокая абразивная стойкость за счет запатентованной конструкции шнека;</li> <li>4. Потребление энергии в 2 раза меньше, по сравнению с серийными аналогами.</li> </ol>

### 2.1.2. Применение новых насосных ступеней для добычи нефти

Ступени УЭЦН, с помощью которых осуществляется перекачка газожидкостной смеси, подразделяются на две группы: первая – это ступени, не участвующие в развитии напора, но дробящие пузырьки газа, и вторая группа – это уже последующие ступени, перекачивающие квазигомогенную смесь. Они развивают примерно такой же напор, как и на однородной жидкости.

При попадании свободного газа с добываемой жидкостью в центробежный насос происходит уменьшение создаваемого насосом напора и подача жидкости. Большие значения свободного газа приводят к неустойчивой работе УЭЦН, вплоть до полного прекращения подачи.

Созданы два новых типа ступеней нефтяных насосов для добычи жидкости, содержащей свободный газ: центробежно-осевые (ЦОН) и

центробежно-вихревые ступени (ВНН). В ступенях центробежно-осевых ступеней имеются осевые лопатки, которые расположены от области выхода потока жидкости из рабочего колеса до его входа в направляющий аппарат.

В центробежно-вихревых ступенях по периметру ведущего диска рабочего колеса имеется вихревой венец (рисунок 9). Направляющий аппарат имеет конструкцию, близкую к центробежной ступени.

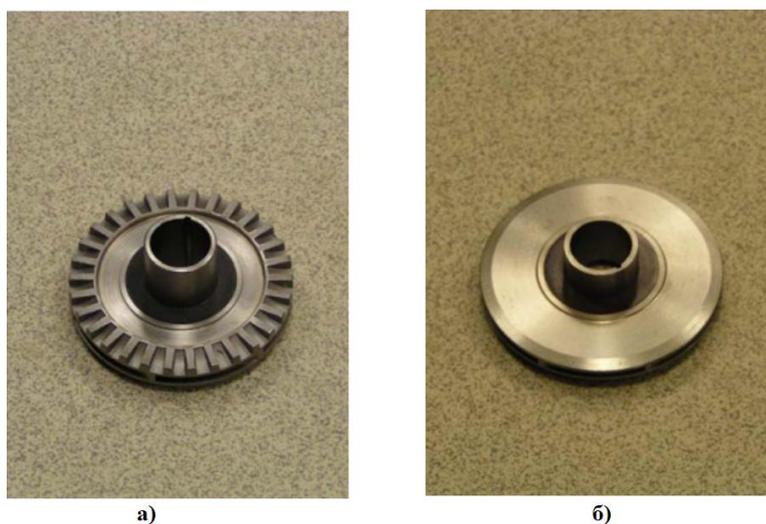


Рисунок 9 – Импеллеры нефтяных ступеней: а) – центробежно-вихревой; б) - центробежный

В скважинах с высоким газовым фактором преимущества центробежно-вихревых насосов проявляются наиболее ярко. Газовые пузырьки, попадая в область вихревого венца интенсивно диспергируются, тем самым повышая устойчивость работы насоса при перекачке ГЖС.

Для ступеней ВНН и ЦОН были проведены стендовые испытания на смесях «вода-воздух» и «вода-ПАВ-воздух». Последняя среда более близка по характеристикам к нефтегазовым смесям и потому лучше имитирует процессы слияния и диспергирования пузырьков. Результаты испытаний показали лучшую эффективность применения центробежно-вихревых насосов по сравнению с УЭЦН традиционной конструкции.

### **2.1.3. Применение мультифазных насосов в условиях высоких значений газового фактора**

Применение насосно-эжекторных систем рекомендуется, если использование газосепараторов-диспергаторов не позволяет снизить содержание свободного газа менее 65% (чаще всего это происходит при отношении забойного давления к давлению насыщения менее 0,7). Данные системы состоят из погружного насоса, струйного насоса и газосепаратора.

Разработанные в РГУ нефти и газа и изготавливаемые компанией «Новомет» погружные насосно-эжекторные установки имеют следующие отличия: использование диспергатора вместо газосепаратора и используется особая конструкция струйного насоса (рисунок 10).

Закрытое затрубное пространство и правильное расположение струйного насоса обеспечивает ему высокое постоянное давление, а значит и содержание свободного газа, на приёме УЭЦН, обеспечивая тем самым его стабильную работу. У данной системы присутствует высокий КПД. Большие значения связаны из-за эффекта газлифта в НКТ и большей подачи, по сравнению с УЭЦН.

Технология «Тандем» предназначена для повышения эффективности работы системы «пласт-скважина-центробежный насос», а также для повышения ее надежности. Погружная насосно-эжекторная система «Тандем» состоит из 2 основных погружных элементов: установки струйного насоса (УСН), для условий эксплуатации скважин которых подбираются определенные параметры, и самой установки центробежного насоса с включенным насосным газосепаратором МН-ГСЛ5. Данная установка носит название «Тандем-1».

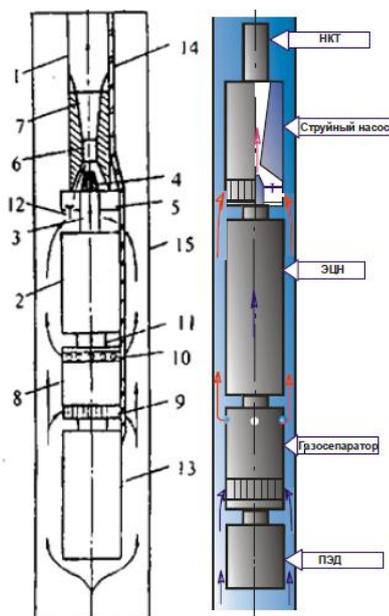


Рисунок 10 – Схема технологии «Тандем» и установки струйного насоса:  
 1 – насосно-компрессорные трубы, 2 – погружной насос, 3 – нагнетательный патрубков, 4 – сопло струйного аппарата, 5 – приёмная камера струйного аппарата, 6 – камера смешения, 7 – диффузор, 8 – газосепаратор, 9 – входное окно газосепаратора, 10 – каналы отвода газосепаратора, 11 – входной жидкостный патрубков газосепаратора, 13 – ПЭД, 14 – кабель, 15 – обсадная колонна.

При работе насосно-эжекторной установки добываемая жидкость поступает в кольцевое пространство вокруг устройства. Часть этой жидкости попадает во входное окно газосепаратора. В газосепараторе происходит сепарация ГЖС на газовую и жидкую фазы. Отсепарированный газ выбрасывается в затрубное пространство, а дегазированная жидкость через жидкостный патрубков поступает в секции насоса. Другая часть ГЖС, минувшая газосепаратор, поступает по затрубному пространству в приёмную камеру струйного насоса через установленный в нем обратный клапан. Одновременно в это же время в струйный насос попадает отсепарированный предвключенным устройством газ. Жидкость, нагнетаемая центробежным насосом, движется по нагнетательному патрубку в сопло установки струйного насоса. Там, жидкость, истекая из него, увлекает перекачиваемую ГЖС из приёмной камеры струйного

аппарата в камеру смешения. Далее из камеры смешения добываемая жидкость движется в диффузор, а оттуда по насосно-компрессорным трубам поступает на поверхность.

В «Тандем-1» расстояние между эжектором с соплом струйного аппарата и центробежным насосом не превышало нескольких десятков метров. Конкретная установка была установлена на многих месторождениях, таких как Мамонтовское, Лугинецкое, Комсомольское, Барсуковское. Данная установка показала устойчивую работу при высоких значениях газового фактора и обводнённости продукции. В компании ОАО «Няганьнефтегаз» данная установка была внедрена на пяти скважинах Талинского месторождения, характеризующегося высокими значениями газового фактора (в среднем порядка  $200 \text{ м}^3/\text{т}$ ), обводнённость продукции составляла 90-98%. На четырёх скважинах средний дебит скважин вырос с  $65,75 \text{ м}^3/\text{сут}$  до  $128 \text{ м}^3/\text{сут}$ , так же уменьшилась обводнённость продукции.

В дальнейшем была предложена установка «Тандем-2», отличающаяся от предыдущей установки наличием более эффективного газосепаратора-диспергатора типа ГДН и наличия диафрагменного сопла в эжекторе. Использование такого сопла наиболее благоприятно для работы с газожидкостным потоком и позволяет увеличить расстояние между центробежным насосом и эжектором. Благодаря использованию данной установки на Гаршинском месторождении удалось освоить две периодически фонтанировавшие скважины из-за высокого значения газового фактора ( $302 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ).

Была разработана установка «Тандем-3» для увеличения КПД системы «скважина-пласт-погружная установка» при низких забойных давлениях. Особенность данной установки состоит в том, что эжектор располагается выше динамического уровня и откачивает попутный газ из затрубного пространства в колонну НКТ. Такая система позволяет эксплуатировать скважины при закрытом затрубном пространстве, тем самым позволяя отказаться от использования на устье перепускных клапанов. Данная установка была внедрена на Тарасовском

месторождении компании ООО «РН-Пурнефтегаз», показав свою эффективность. Так в скважине №1071 с газовым фактором  $186 \text{ м}^3/\text{м}^3$  удалось добиться прироста в дебите на 11 т/сут (с 13 т/сут до 24 т/сут), была уменьшена обводнённость добываемой продукции. Для расширения функциональных возможностей тандемной системы была разработана насосно-эжекторная установка «Тандем-4», оборудованная эжектором, спускаемым и извлекаемым с помощью набора инструментов, применяемой при смене газлифтных клапанов и при ловильных работах.

#### **2.1.4. Применение мультифазных насосов при эксплуатации скважин в условиях высоких значений газового фактора**

В настоящее время разработано множество ступеней различных конструкций, благодаря которым предельная концентрация свободного газа, при которой обеспечивается стабильная работа насоса, на входе в насос будет различной. Из таблицы 2 видно, что ступени осевого типа являются наиболее устойчивыми из всех предложенных конструкций. Именно данный вид ступеней был выбран в качестве рабочих ступеней МФОН.

Таблица 2 – Экспертная оценка предельной концентрации газа для различных конструкций ступеней центробежного насоса ( $P_{\text{вх}} = 30 \text{ атм.}$ )

<b>Тип насосной ступени</b>	<b><math>\beta_{\text{max}}</math>, %</b>
Центробежная	25
Диагональная	35
Центробежно-вихревая	35
Центробежно-осевая	40
Осевая (шнековая)	75

Погружной мультифазный насос является предвключенным устройством, обеспечивающим стабильную работу центробежного насоса при содержании свободного газа до 75% в добываемых скважинах. Рисунок 15 иллюстрирует общий вид МФОН.

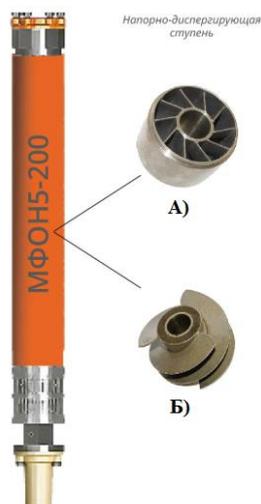


Рисунок 11 – Общий вид мультифазного насоса: а) – направляющий аппарат; б) – рабочее колесо

Принцип действия данного предвключенного устройства заключается в повышении давления на входе центробежного насоса, что обеспечивает ему стабильную работу. Мультифазный насос диспергирует и прокачивает добываемую ГЖС через основной насос, не допуская разрыва сплошности потока, благодаря чему предотвращается образование неподвижных газовых пробок.

Для данного предвключенного устройства проводили стендовые испытания, благодаря которым можно было отслеживать работу центробежного насоса при перекачке смесей, содержащих различное количество нерастворенного газа. Смесь «вода+воздух+ПАВ» выполняла роль рабочей жидкости (ПАВ - 0,05% дисолвана). Результаты стендовых испытаний показали, что с увеличением числа ступеней мультифазного насоса происходило увеличение предельной концентрации газа на входе  $\beta_{\max}$ . Так для сборки, состоящей из 9 рабочих ступеней устойчивая работа мультифазного насоса наблюдалась при 30% газа в диапазоне подач до 500 м<sup>3</sup>/сут, а в сборке, состоящей уже из 28 рабочих ступеней, мультифазный насос стабильно работал при 55% газа до 350 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, для обеспечения устойчивой работы мультифазного насоса на малых подачах с большим содержанием газа в

добываемой жидкости, целесообразно использовать секции с большим количеством ступеней.

Сопоставление данных предвключенных устройств представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сопоставление МФОН и газосепаратора

	<b>МФОН</b>	<b>Газосепаратор</b>
Принцип действия	Прокачивает ГЖС через насос	Сбрасывает газ в затрубное пространство
Рабочий диапазон по смеси, м <sup>3</sup> /сут	До 600-700	До 250
Максимальная концентрация газа	До 75%	До 90%
Абразивная стойкость	Перерезание абразивом исключается	Перерезается абразивом
Ограничение применения	-	Горизонтальные скважины, Пакер
Дополнительные преимущества	Повышает напор и КПД за счет эффекта газлифта и надежность УЭЦН	Надежность УЭЦН

Применение мультифазного насоса при добыче нефти в условиях высоких значений газового фактора имеет ряд преимуществ по сравнению с газосепаратором. Мультифазный насос способствует повышению напора и КПД центробежного насоса за счет газлифт-эффекта, тогда как газосепаратор сбрасывает отсепарированный газ в затрубное пространство. Данный принцип действия газосепаратора не позволяет ему устанавливаться под пакером, так как газ в подпакерном пространстве начинает оттеснять динамический уровень и может дойти до приёма насоса. В скважинах с пакером МФОН имеет преимущество.

Мультифазные насосы были успешно внедрены на осложненный фонд скважин АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», где среднее значение газового фактора – более 200м<sup>3</sup>/т. Внедрение данного оборудования позволило сократить

количество отказов центробежных насосов из-за негативного влияния газа на 95%, увеличить СНО с 173 до 380 суток, увеличить добычу нефти на 102т/сут.

## **2.2. Влияние частоты вращения вала электродвигателя на характеристики газосепараторов к центробежным насосам**

Предвключенные устройства являются наиболее эффективным и распространённым методом снижения негативного влияния свободного газа на работу погружного оборудования. Данные устройства постоянно совершенствуются и в настоящее время способны поддерживать стабильную работу УЭЦН в добывающих скважинах при очень больших значениях свободного газа (до 90%).

В настоящее время, большое число скважин, освоение или вывод на режим которых осуществляется с помощью электроцентробежных насосов, эксплуатируется при различно задаваемых значениях частоты тока. Изменение частоты вращения вала влияет на сепарационные характеристики предвключенных устройств, таких как газосепаратор. Экспериментальные исследования газосепараторов позволяют как раз определить их сепарационные характеристики и внести соответствующие изменения в проведение испытаний данных предвключенных устройств.

### **2.2.1. Схема установки и анализ методики проведения эксперимента**

Для проведения исследований предвключенных устройств использовалась установка РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. На рисунке 12 изображена схема данного стенда, на котором проводились исследования газосепараторов. В качестве перекачиваемой жидкости использовалась смесь «вода-ПАВ-воздух», имитирующая модель маловязких нефтегазовых и водонефтегазовых смесей до обводнённости 60-70%.

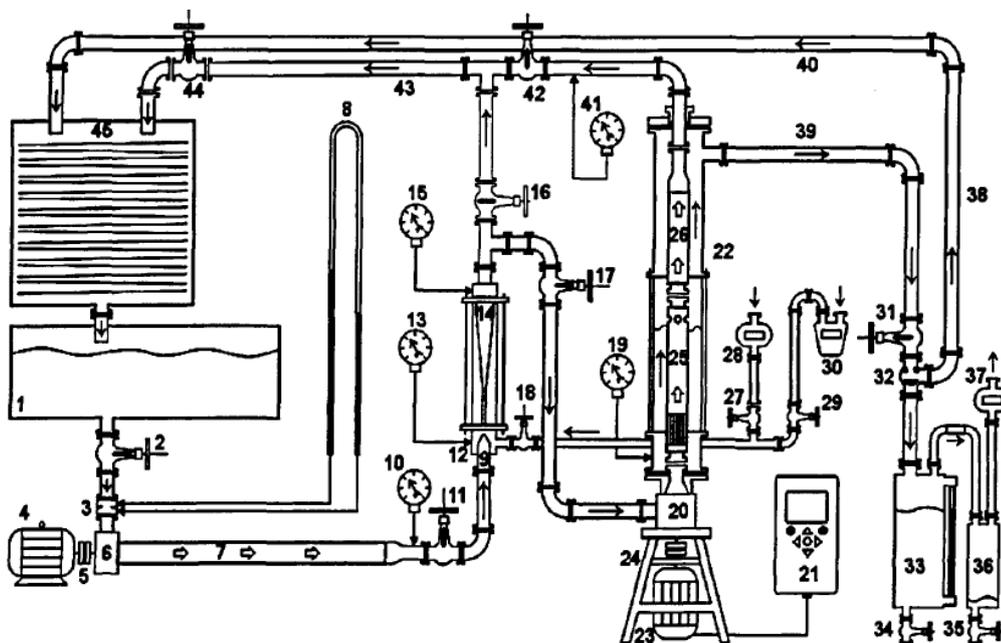


Рисунок 12 – Схема стенда для исследования предвключенных устройств к погружным центробежным насосам: 1,33,36 – бак, 2,11,16,17,18,31,42,44 – задвижки, 3 – диафрагма, 4,23 – электродвигатель, 5,24 – втулочно-пальцевая муфта, 6 – приёмный модуль, 7 – подпорный насос, 10,15,19,41 – манометр, 12 – камера смешения струйного аппарата, 13 – вакууметр, 14 – диффузор эжектора, 20 – приёмный узел эксплуатационной колонны, 21 – частотный преобразователь, 22 – модель эксплуатационной колонны, 25 – исследуемый газосепаратор, 26 – центробежный насос, 28,37 – газовый счетчик, 29 – регулировочный кран, 30 – счетчик, 32 – трехходовой кран, 34,35 – краны, 38 – линия,39 – газоотводная линия, 43 – выкидная линия, 45 – гравитационный сепаратор.

Жидкость, находящаяся в баке 1, проходит через задвижку 2 во всасывающую линию, в которой размещена диафрагма 3, предназначенная для замера расхода жидкости. Водяной дифференциальный манометр замеряет перепад давления на данной диафрагме. Далее жидкость поступает в приёмный модуль 6 подпорного насоса 7. Подпорным насосом жидкость подаётся в сопло 9 струйного аппарата. Из выхода сопла выходит жидкость с большой скоростью, что приводит к разрежению жидкости в приёмной камере 12 струйного аппарата, которое достаточно для засасывания воздуха из атмосферы. Вакууметр 13

контролирует данное разрежение. Воздух попадает в воздушную линию через открытую задвижку 18. Энергообмен потоков жидкости и воздуха, их активное перемешивание, дробление воздушных пузырьков происходит в камере смешивания 12. Через открытую задвижку 17 получившаяся мелкодисперсная ГЖС поступает в приёмный узел 20 модели эксплуатационной колонны. На узле 20 данной модели установлен исследуемый газосепаратор с 10-ступенчатым погружным центробежным насосом 26. ГЖС, нагнетаемая насосом 26, поступает в выкидную линию 43, задвижкой 42 можно установить режим работы насоса с газосепаратором. После задвижки 42 ГЖС поступает в гравитационный сепаратор 45 через открытую задвижку 44. В данном сепараторе происходит отделение воздуха от жидкости. Далее жидкость стекает обратно в бак 1. Изменение частоты вращения вала испытуемого газосепаратора происходит при помощи частотного преобразователя 21. Задвижка 6 предназначена для запуска всей установки. Во время проведения экспериментов данная задвижка закрыта.

В качестве модельной жидкости использовалась смесь «вода-ПАВ-воздух». Наличие в модельной жидкости поверхностно-активных веществ препятствует коалесценции газовых пузырьков в смеси и их объединения в газовые каверны, из-за чего усложняется процесс газоотделения. Для центробежного газосепаратора данная смесь является более сложной для разделения на жидкую и газовую фазы. Преднамеренное усложнение условий работы исследуемых газосепараторов должно более ярко показать характеристики каждой конструкции.

Методика обработки данных заключается в следующем:

- Определяют подачу жидкости, которая поступает в сепаратор, по данной формуле:

$$Q_c = 0,2046 \cdot (\Delta H)^{0,4815}, \quad (1)$$

где  $Q_c$  – подача жидкости, поступающая в сепаратор, л/с;

$\Delta H = H_1 - H_2$  – разница уровней жидкости в водяном дифференциальном манометре диафрагмы, см.

- Переводят показания  $P_{\text{нагн}}$ ,  $P_{\text{вак}}$ ,  $P_{\text{вх}}$  манометров 13, 19, 41 в абсолютные МПа, в дальнейшем данные величины используются в МПа;
- Рассчитывают расход газа, который поступает на вход эжектора, в атмосферных условиях по формуле:

$$Q_{\text{Г.ВХ}}^{\text{атм}} = \frac{V_{\text{Г}}}{t_{\text{Г}}}, \quad (2)$$

где  $Q_{\text{Г.ВХ}}^{\text{атм}}$  - расход газа в атмосферных условиях, л/с;

$V_{\text{Г}}$  – объём газа, прошедшего через счетчик на приёме эжектора, л;

$t_{\text{Г}}$  – время, за которое данный объём газа прошел через счетчик, сек.

- Рассчитывают расход газа в условиях входа в сепаратор по формуле:

$$Q_{\text{Г.ВХ}} = \frac{Q_{\text{Г.ВХ}}^{\text{атм}} \cdot 0,1}{P_{\text{ВХ}}}, \quad (3)$$

где  $Q_{\text{Г.ВХ}}$  – расход газа у входа в газосепаратор, л/с;

$P_{\text{ВХ}}$  – показания манометра на входе в сепаратор.

- Рассчитывают содержание свободного газа в смеси на входе газосепаратора по формуле:

$$\beta_{\text{ВХ}} = \frac{Q_{\text{Г.ВХ.}}}{Q_{\text{Г.ВХ.}} + Q_{\text{Ж}}}, \quad (4)$$

где  $\beta_{\text{ВХ}}$  – содержание свободного газа в смеси на входе газосепаратора, доли единиц;

$Q_{\text{Ж}}$  – расход жидкости, л/с.

- Определяют объём жидкости, сброшенной газосепаратором, по формуле:

$$\Delta V_{\text{Ж}} = 0,4362 \cdot \Delta h, \quad (5)$$

где  $\Delta V_{\text{Ж}}$  – объём жидкости, сброшенной газосепаратором, л;

$\Delta h = h_2^{\text{Ж}} - h_1^{\text{Ж}}$  – разница уровней в стеклянной трубке емкости 33 после окончания замера расхода отсепарированного газа и в момент начала замера данного расхода.

- Определяют расход газа, сбрасываемого в затрубное пространство, в атмосферных условиях, по формуле:

$$Q_{г.сбр}^{атм} = \frac{V_2^Г - V_1^Г - \Delta V_{ж}}{t}, \quad (6)$$

где  $Q_{г.сбр}^{атм}$  – расход газа, сбрасываемого в затрубное пространство, в атмосферных условиях, л/с;

$V_2^Г$  и  $V_1^Г$  – показания счетчика после окончания замера расхода и в момент начала замера расхода отсепарированного газа;

$t$  – время, в течение которого производится замер расхода отсепарированного газа, сек.

- Вычисляют объёмный расход свободного газа, оставшегося в жидкости, поступающей в насос. Данный расход газа приводится к условиям у входа в газосепаратор.

$$Q_{г.сбр}^{атм} = \frac{V_2^Г - V_1^Г - \Delta V_{ж}}{t}, \text{ л/с} \quad (7)$$

- Рассчитывают подачу жидкости насосом по формуле:

$$Q_{ж}^H = Q_{ж} - \frac{\Delta V_{ж}}{t}, \quad (8)$$

где  $Q_{ж}^H$  – подача жидкости насосом, л/с.

- Находят остаточное газосодержание смеси, которая поступает на вход насоса, по формуле:

$$\beta_{ост} = \frac{Q_{г.ост.}}{Q_{г.ост.} + Q_{ж}^H}, \quad (9)$$

где  $\beta_{ост}$  – остаточное газосодержание смеси, поступающей на вход насоса, доли единиц;

$Q_{г.ост.}$  – объёмный расход остаточного газа, л/с;

$Q_{ж}^H$  – подача жидкости насосом, л/с.

- Определяют коэффициент сепарации по формуле:

$$K_c = \frac{\beta_{вх} - \beta_{ост}}{\beta_{вх} - \beta_{вх} \cdot \beta_{ост}}, \quad (10)$$

где  $K_c$  – коэффициент сепарации, доли единиц;

$\beta_{вх}$  – содержание свободного газа в смеси на входе газосепаратора, доли единиц;

$\beta_{\text{ост}}$  – остаточное газосодержание смеси, которая поступает на вход насоса, доли единиц.

- Рассчитывают давление, которое развивается насосом с газосепаратором, по формуле:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{нагн}} - P_{\text{вх}}, \quad (11)$$

где  $P_{\text{н}}$  – давление, развиваемое насосом с газосепаратором;

$P_{\text{нагн}}$  – показания манометра в нагнетательной линии насоса, МПа;

$P_{\text{вх}}$  – показания манометра на входе в сепаратор, МПа.

- Фиксируют потребляемую мощность  $N_{\text{потр}}$  на частотном преобразователе, кВт;
- Строят графические зависимости  $\beta_{\text{ост}}(\beta_{\text{вх}})$ ,  $P_{\text{н}}(\beta_{\text{вх}})$ ,  $N_{\text{потр}}(\beta_{\text{вх}})$ ,  $K_{\text{с}}(\beta_{\text{вх}})$ ,  $Q_{\text{ж}}^{\text{н}}(\beta_{\text{вх}})$  для каждого из значений  $Q_{\text{ж}}$ .

Для разных значений начальной подачи по жидкости ( $Q_{\text{ж.нач}}$ ) по графику  $\beta_{\text{ост}} = f(\beta_{\text{вх}})$ , который характеризует остаточное газосодержание, определяются величины входного газосодержания ( $\beta_{\text{вх}}$ ), которое соответствует допустимому уровню остаточного газосодержания  $\beta_{\text{ост}} = 0,25$  (данное значение указано в технических условиях и инструкции по эксплуатации российских УЭЦН). Затем, для каждого из сравниваемых предвключенных устройств строятся зависимости газосодержания на входе ( $\beta_{\text{вх}}$ ) от подачи по жидкости ( $Q_{\text{ж.нач}}$ ) при  $\beta_{\text{ост}} = 0,25$ .

### **2.2.2. Анализ стендовых испытаний газосепараторов на мелкодисперсной смеси «вода-ПАВ-газ» с переменным значением частоты вращения вала электродвигателя**

В качестве объекта экспериментальных исследований были выбраны серийно выпускаемые и широко распространенные на промыслах: газосепараторы-диспергаторы ГДН-5 и ГДН-5А (компании «Новомет»), газосепаратор компании ОАО «ДЭМЗ» - МН-ГД5, также сдвоенный газосепаратор производства ООО «Лемаз» - 2МНГСЛ-5.

Газосепаратор ГДН-5 был разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по заказу компании «Новомет». Основное преимущество данного типа

газосепаратора-диспергатора в отличие от других аналогичных газосепараторов других типов – применение эффективного диспергирующего устройства, включенного в конструкцию газосепаратора и оптимальная конструкция кавернообразующего колеса.

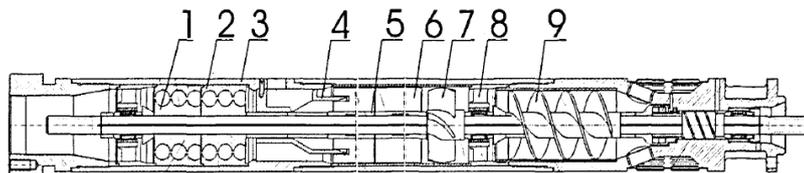


Рисунок 13 – Устройство ГДН-5: 1 – статор-втулка диспергатора, 2 – ротор диспергатора, 3 – корпус, 4 – рассекатель, 5 – сепарационный барабан, 6 – ребра сепарационного барабана, 7 – кавернообразующее лопастное колесо, 8 – осевой подшипник, 9 – шнек.

Предвключенное устройство ГДН-5 было установлено внутри модели эксплуатационной колонны скважины после проведения подготовки экспериментального стенда. Испытания данного газосепаратора-диспергатора были проведены на пяти различных режимах по начальной подаче жидкости 50, 90, 120, 150 и 200 м<sup>3</sup>/сут. При каждой начальной подаче были проведены 8 испытаний при различных частотах вращения вала электродвигателя.

На рисунках 14 и 15 представлены зависимости давления ( $P_n$ ), развиваемого 10-ступенчатым насосом ЭЦН5-125, и подачи жидкости ( $Q_{ж}$ ) для различных газосодержаний на входе  $\beta_{вх}$  в газосепаратор ГДН-5 для начальной подачи по жидкости ( $Q_{ж.нач}$ ) 120 м<sup>3</sup>/сут. Данные зависимости иллюстрируют влияние свободного газа, оставшегося после газосепаратора в жидкости, которая далее поступила в насос, при давлении  $P_n$ . Кривые  $Q_{ж}(\beta_{вх})$  и  $P_n(\beta_{вх})$  качественно характеризуют эффективность работы газосепаратора для заданной ГЖС. С помощью данных кривых можно оценить влияние остаточного свободного газа на рабочие параметры центробежного насоса.

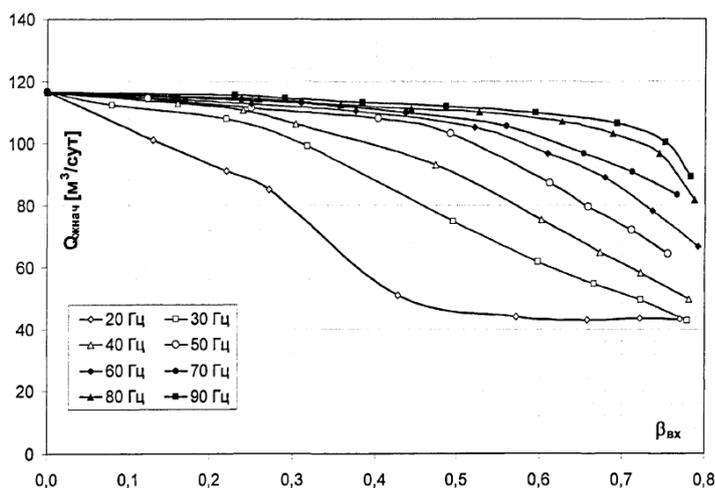


Рисунок 14 – Зависимость подачи насоса ( $Q_{ж}$ ) от газосодержания на входе ( $\beta_{вх}$ ) в газосепаратор ГДН-5 для  $Q_{ж.нач} = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$

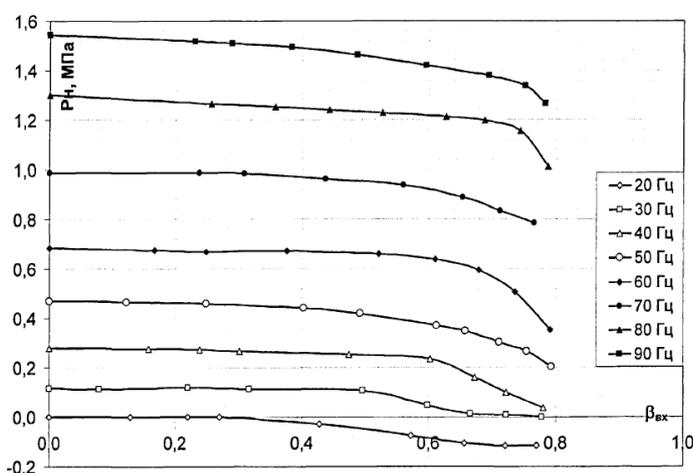


Рисунок 15 – Зависимость давления, развиваемого насосом ( $P_{н}$ ), от газосодержания на входе ( $\beta_{вх}$ ) в газосепаратор ГДН-5 для  $Q_{ж.нач} = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$

После того как как провели испытания при начальной подаче  $120 \text{ м}^3/\text{сут}$  на различных частотах вращения вала электродвигателя, начальная подача далее изменялась, в соответствии с испытаниями, и эксперименты продолжались.

По всем результатам проведенных исследований строились зависимости максимально допустимого входного газосодержания ( $\beta_{вх}$ ) от начальной подачи жидкости ( $Q_{ж.нач}$ ) при уровне остаточного газосодержания на входе в насос  $\beta_{ост} = 0,25$ . На рисунке 16 приведены итоговые результаты испытаний предвключенного устройства ГДН-5 на различных частотах (шаг –  $10 \text{ Гц}$ ).

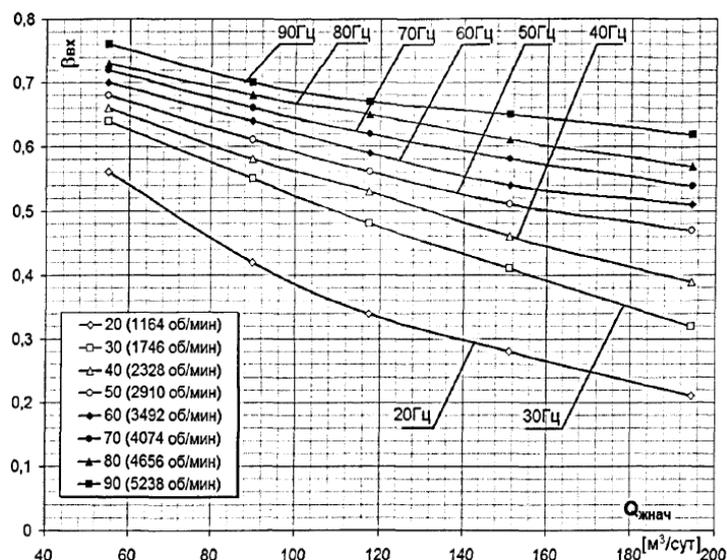


Рисунок 16 – Зависимости максимально возможного газосодержания на входе в газосепаратор ( $\beta_{вх}$ ) от расхода жидкости ( $Q_{ж.нач}$ ) при остаточном газосодержании после газосепаратора  $\beta_{ост} = 0,25$  для испытанного предвключенного устройства ГДН-5 на смеси «вода-ПАВ-воздух» при различных частотах вращения вала

Газосепаратор-диспергатор ГДН-5А также был разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по заказу компании «Новомет». Схема установки, методика проведения испытаний аналогичны испытаниям ГДН-5. Данное предвключённое устройство было испытано на подачах жидкости в диапазоне 50-200  $м^3/сут$  и при значении входного газосодержания до 75% по объёму.

На рисунке 17 представлены приведены итоговые результаты испытания газосепаратора ГДН-5А на различных частотах вращения вала.

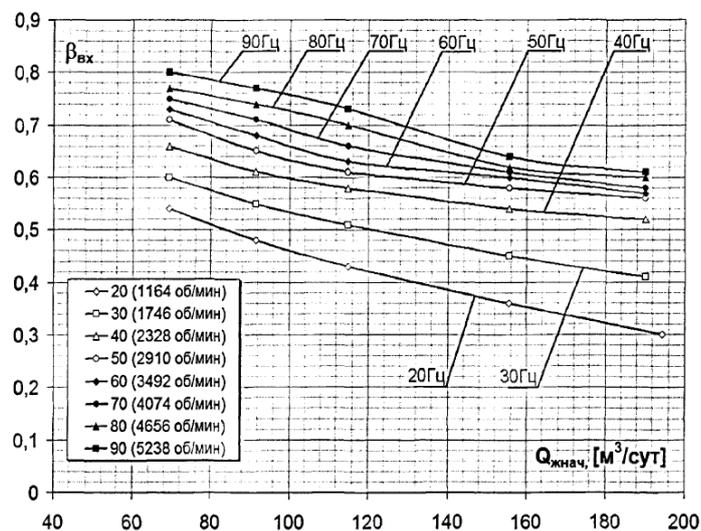


Рисунок 17 – Зависимости максимально возможного газосодержания на входе в газосепаратор ( $\beta_{вх}$ ) от расхода жидкости ( $Q_{ж.нач}$ ) при остаточном газосодержании после газосепаратора  $\beta_{ост} = 0,25$  для испытанного предвключенного устройства ГДН-5А на смеси «вода-ПАВ-воздух» при различных частотах вращения вала

Газосепаратор МН-ГД5 является копией газосепаратора МН-ГСЛ5, так как у них схожа конструкция, имеются лишь незначительные изменения. МН-ГД5 выпускается в ОАО «ДЭМЗ». Испытания данного предвключенного устройства показали, что МН-ГД5 по своим сепарационным характеристикам (разница лишь в пределах погрешности) является полным аналогом МН-ГСЛ5, выпускаемым заводом ОАО «Лемаз».

Газосепаратор МН-ГД5 был установлен внутри модели эксплуатационной колонны скважины. Испытания проводились на четырёх различных режимах по начальной подаче жидкости: 65, 110, 150 и 190 м<sup>3</sup>/сут. На каждой подаче проводились четыре испытания при различных частотах вращения.

Сдвоенный газосепаратор 2МН-ГСЛ5Т представляет собой два газосепаратора МН-ГСЛ5, расположенных последовательно друг за другом в одном корпусе. Такая конструкция должна обеспечивать лучшие сепарационные характеристики, но испытания показали, что данное устройство показывает такие же характеристики, как и газосепаратор МН-ГСЛ5. Лишь при повышении газосодержания до определенной величины, эффективность сепарации МН-ГСЛ5 падала, в то время как 2МН-ГСЛ5Т продолжал лучше сепарировать.

Испытания проводили на четырех различных режимах со значениями начальных подач такими же, как и при испытаниях газосепаратора МН-ГД5. Рисунок 18 иллюстрирует итоговые результаты испытаний газосепаратора МН-ГД5 и сдвоенного газосепаратора 2МН-ГСЛ5Т на различных частотах с шагом в 10Гц.

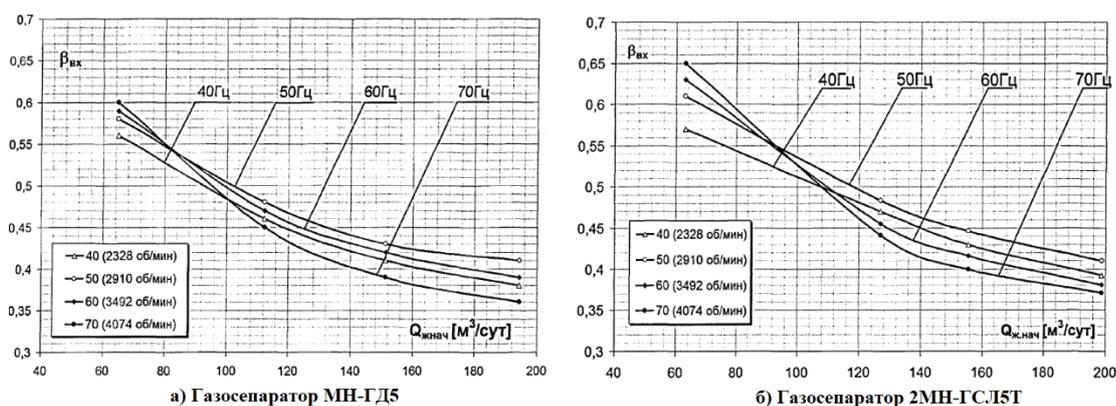


Рисунок 18 – Зависимости максимально возможного газосодержания на входе в газосепаратор ( $\beta_{вх}$ ) от расхода жидкости ( $Q_{ж.нач}$ ) при остаточном газосодержании после газосепаратора  $\beta_{ост} = 0,25$  для испытанных предвключенных устройств: а) – МН-ГД5, б) – 2МН-ГСЛ5Т

### 2.2.3. Анализ результатов стендовых испытаний газосепараторов

Проведенные стендовые испытания предвключенных устройств позволили сделать следующие выводы. Зависимость сепарационных свойств от частоты вращения вала двигателя газосепараторов ГДН-5 и ГДН-5А сказывается в диапазоне частоты от 20 до 50 Гц. Дальнейшее увеличение частоты приводит уже к не такому значительному улучшению разделения ГЖС на жидкую и газовую фазу. Среди аналогов в габарите 5 и 5А данные предвключенные устройства по своим сепарационным характеристикам являются одними из лучших.

Для МН-ГД5 при увеличении частоты вращения вала электродвигателя с 40 до 50 Гц наблюдается улучшение сепарационных характеристик, максимальные характеристики наблюдаются при частоте в 50 Гц. Дальнейшее увеличение частоты вращения вала от 50 до 70 Гц для подач свыше 80 м<sup>3</sup>/сут. приводят к ухудшению сепарационных характеристик данного газосепаратора. Данное явление объясняется тем, что на шнеке и выпрямляющей решетке газосепаратора МН-ГД5 увеличивается диспергация газовых пузырьков, из-за чего ухудшается работа кавернообразующего колеса.

Проведенные испытания 2МН-ГСЛ5Т показали неэффективность применения сдвоенного газосепаратора, так как не наблюдается улучшений в работе (по сравнению со стандартным сепаратором МН-ГСЛ5). При увеличении частоты вращения вала электродвигателя с 40 до 50Гц наблюдается улучшение сепарационных характеристик, максимальные характеристики наблюдаются при частоте в 50Гц, дальнейшее увеличение частоты приводит к ухудшению сепарационных характеристик 2МН-ГСЛ5Т по причине увеличения диспергации газовых пузырьков на элементах газосепаратора.

Таким образом, проведенные эксперименты представленных предвключенных устройств показали, что сепарационные характеристики газосепараторов неоднозначно зависят от частоты вращения вала электродвигателя. У газосепараторов-диспергаторов компании «Новомет» с увеличением частоты происходит увеличение сепарационных характеристик. У газосепараторов МН-ГД5 и 2МН-ГСЛ5Т увеличение сепарационных характеристик происходит при увеличении частоты вращения вала до 50Гц, дальнейшее увеличение приводит к ухудшению характеристик газосепараторов. По-видимому, это связано с увеличением диспергации газовых пузырьков, что затрудняет эффективную сепарацию.

При увеличении частоты вращения вала электродвигателя наблюдается более устойчивая работа центробежного насоса при попадании в него жидкости с остаточным газосодержанием потока после газосепаратора свыше 20%.

Полученные результаты стендовых испытаний позволяют уже на стадии подбора оборудования к скважине обоснованно оценивать работу предвключенных устройств в зависимости от частоты вращения вала электродвигателя. Кроме того, представленные зависимости дают возможность определить оптимальные области применения данных устройств к центробежным насосам при различных частотах вращения.

### **3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ЗНАЧЕНИЙ ГАЗОВОГО ФАКТОРА**

В связи с переходом большинства месторождений на завершающую стадию разработки и наличием осложняющих факторов при добыче трудноизвлекаемых запасов особое внимание уделяется применению современных технологий, направленных на эффективную добычу нефти и стабильной работы эксплуатируемого насосного оборудования. Одним из осложняющих факторов, негативно оказывающих влияние на работу центробежных насосов, является высокое значение газового фактора. К настоящему времени имеется множество методов, направленных на стабильную работу насосного оборудования в условиях высокого газового фактора: заглубление насоса под динамический уровень в скважине, использование предвключённых устройств на приеме насоса, использование насосов со ступенями, стабильно работающими в газонасыщенных средах и т.п.

Спуск насоса под динамический уровень в скважине, имевший когда-то широкое применение на промыслах, в настоящее время практически исчерпал свои возможности и не имеет перспектив развития. Данный метод имеет целый ряд ограничений по применению (по допустимой температуре, кривизне ствола скважины и др.). Большинство компаний проводят техническую политику интенсификации добычи нефти со значительным снижением величин забойных давлений, что применение данного метода не влияет на снижение входного газосодержания до приемлемых величин.

Установка на приём насоса предвключенных устройств на сегодняшний день является самым распространенным и эффективным способом, обеспечивающим стабильную работу насосного оборудования. По состоянию на январь 2017 года 752 на фонде, осложнённом высоким газовым фактором, в эксплуатации находятся 752 скважины, оборудованные газосепараторами. Положительный эффект от применения данной технологии составляет 98%

(СНО – 144 суток). Распространенность этого метода обуславливается в первую очередь возможностью стабильной работы УЭЦН в скважинах даже с большим содержанием свободного газа (до 90%).

Применение «конических» насосов допустимо при значении входного газосодержания до 0,4, что выше чем у центробежного насоса, поэтому использование таких насосов позволяет отказаться от установки газосепаратора при значении газосодержания, не превышающего 0,4. Эффективность применения данного насоса заключается в том, что при добыче используется полезная работа газа при подъеме ГЖС по НКТ, тогда как в центробежном насосе при применении газосепаратора, большая часть газа отправляется в затрубное пространство. Центробежно-вихревые насосы обеспечивают стабильную работу насоса до 35% содержания свободного газа на приёме. В таблице 4 приведены оценочные области применения насосов и предвключенных к ним устройств по газосодержанию.

Таблица 4 – Зависимость допустимого газосодержания от компоновки насоса при откачке нефтегазовой смеси

<b>Компоновка насоса</b>	<b>Допустимое газосодержание на входе, %</b>
Цилиндрический центробежный насос	25
Цилиндрический центробежно-вихревой насос	35
Конический центробежный насос	40
Конический центробежно-вихревой насос	45
Цилиндрический центробежный насос с газостабилизатором	50
Цилиндрический центробежный насос с газосепаратором-диспергатором	75(90)

Анализ данной таблицы показывает, что в настоящее время разработаны насосы, которые обеспечивают стабильную работу при содержании свободного газа выше, чем у центробежного насоса.

Еще одним из вариантов повышения надежности насосного оборудования является применение тандемной технологии УЭЦН и струйного аппарата. Возможность работы связки струйного аппарата с центробежным насосом позволяет расширить диапазон применения данного оборудования, объединив их основные преимущества: для ЭЦН – создавать необходимый напор и перекачивать ГЖС, а для СН – способность работать с газом, механическими примесями, ГЖС. НЭС может решать множество задач, одной из которых является добыча нефти в скважинах со сложными условиями эксплуатации.

Большинство месторождений имеют сложное геологическое строение и высокую неоднородность продуктивных пластов, эффективной технологией добычи нефти будет являться ОРЭ. Установка «Тандем» также может быть использована при одновременно-раздельной эксплуатации. Для реализации данной технологии необходимо решить кроме разработки методики расчета характеристик струйных аппаратов при откачке газожидкостных смесей, также и существующие проблемы замера дебита и обводнённости жидкости верхнего и нижнего продуктивных пластов. Более целесообразным такой вариант одновременно-раздельной эксплуатации является при различии свойств добываемых ГЖС из двух пластов. Подходящим объектом для применения данной технологии является, к примеру, Ван-Еганское многопластовое месторождение. С помощью струйного аппарата можно откачивать высоковязкую тяжелую нефть, а в качестве рабочей жидкости будет использоваться добываемая погружным насосом маловязкая продукция из нижележащего продуктивного пласта. В качестве погружного насоса целесообразно применять мультифазный насос, который обеспечит устойчивую откачку ГЖС.

Обязательным оборудованием при заканчивании скважин с ОРЭ, при необходимости защиты обсадной колонны от агрессивной скважинной жидкости является пакер над электроцентробежным насосом. Актуальной проблемой при эксплуатации под пакером УЭЦН является накопление свободного газа в подпакерном пространстве, отжимание газом динамического уровня до приёма

насоса, что может привести к нестабильной работе насосного оборудования и срыва подачи по газу. Эффективным решением в данном случае будет являться установка струйного аппарата в компоновку над центробежным насосом под пакером. Данное решение позволит использовать газосепаратор в компоновке УЭЦН, а отсепарированный газ из выкидных отверстий газосепаратора закачивать в НКТ и снижать потребный напор УЭЦН за счет возникновения газлифтного эффекта.

Анализ представленных технологий показал, что при эксплуатации месторождений, осложненных высоким значением газового фактора, наиболее распространенной технологией является использование предвключенных устройств. Установка одного из представленных предвключенных устройств в компоновку УЭЦН зависит от величины входного газосодержания на приеме насоса. Перспективной технологией добычи нефти является применение тандемной установки струйного аппарата и УЭЦН, обеспечивающих стабильную работу при высоких значениях газового фактора и обводненности. Данная технология имеет высокий КПД за счет использования полезной работы газа при подъеме ГЖС по НКТ. Струйный аппарат и его компоновка с центробежным насосом недостаточно изучены при работе с многофазными жидкостями, но экспериментальные скважины с данным оборудованием показывают хорошие результаты, что говорит о перспективах их использования в будущем.

**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5П	Квинт Дмитрию Ивановичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Представлены необходимые данные для расчета экономической эффективности внедрения МФОН
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы затрат на 1 работу ТКРС, стоимость оборудования определены с помощью сайтов-изготовителей и предоставления услуг

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

<i>1. Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения</i>	Проведено обоснование внедрения мультифазных насосов с точки зрения экономической эффективности
<i>2. Расчет экономической эффективности</i>	Выполнены расчеты экономической эффективности внедрения мультифазных насосов

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

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Квинт Дмитрий Иванович		

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

##### **Введение**

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребует для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;

- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

### **Основная часть**

В настоящее время большинство нефтегазодобывающих компаний ведут жёсткую экономическую политику, которая заключается в максимальном увеличении прибыли за счет снижения расходов на применяемые технологии. Для данной выпускной бакалаврской работы будет являться актуальным расчет экономической эффективности. Эффективность заключается во внедрении нового оборудования на месторождении, увеличении прибыли и уменьшении издержек. В выпускной работе был проведен анализ оборудования, обеспечивающего стабильную работу центробежного насоса в условиях высоких значений газового фактора.

Рассмотрим экономическую эффективность по внедрению установки мультифазного насоса на фонде добывающих скважин АО «Х». На примере одной из добывающих среднестатистических скважин можно провести экономический расчет по внедрению мультифазного насоса.

На рисунке 19 показана динамика добывающего фонда, оборудованного МФОН.

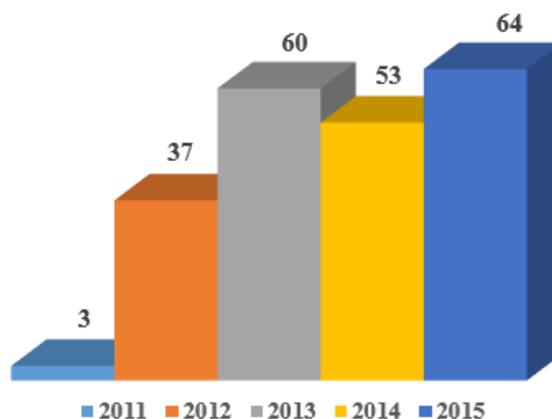


Рисунок 19 - Добывающий фонд скважин АО «Х», оборудованный МФОН

В течение пяти лет фонд добывающих скважин был оснащён новым оборудованием. Применение МФОН положительно отразилось на динамике отказов по негативному влиянию газа. Динамика отказов представлена на рисунке 20.



Рисунок 20 - Динамика отказов по влиянию газа

На рисунке 20 видно, что в 2010 году на фонде, необорудованным мультифазными насосами было 100 отказов оборудования из-за вредного влияния газа. К 2015 году удалось оборудовать добывающий фонд скважин новым оборудованием, стабилизировать их работу и наладить процесс подбора погружного оборудования. Количество отказов снизилось на 95% и в 2015 году составила всего 5 отказов. Это в 20 раз меньше, чем было до внедрения. СНО увеличилась с 173 до 318 суток.

Целью данного раздела является экономический расчет по стоимости внедрения МФОН на одну скважину и оценка снижения затрат на ремонт и

обслуживание скважинного оборудования, а также подсчет выгоды от дополнительно добытой нефти.

Затраты на внедрение мультифазного насоса включают в себя стоимость данного оборудования, оплата найма бригады ТКРС, которая включает в себя затраты на логистику, спускоподъемные операции, монтаж оборудования. Средняя стоимость мультифазного насоса составляет 1300 тыс.руб. Стоимость найма бригады ТКРС составляет 200 тыс.руб. Итого для внедрения нового оборудования на одну среднестатистическую скважину требуется 1500 тыс.руб.

Произведем подсчет затрат на ремонт погружного оборудования до внедрения и после внедрения МФОН. В 2010 году на фонде АО «Х» было 100 отказов оборудования. Из рисунка 19 можно увидеть, что к 2015 году было установлено 64 мультифазных насоса. То есть за 5 лет полностью оснастили весь фонд новым оборудованием. На переоборудованном фонде уже за 2015 год было всего 5 отказов. Можно сделать вывод о том, что до оснащения фонда новыми насосами, каждая установка электроцентробежного насоса за год выходила из строя в среднем 1,5 раза. Возьмем эту цифру за период двух лет – 3 отказа за 2 года. После оснащения эта цифра изменилась в 20 раз. Соответственно, отношение отказов установки к сроку эксплуатации будет меньше в 20 раз.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета экономической эффективности от внедрения мультифазных насосов

Параметры	Обозначение	До внедрения	После внедрения
Количество ремонтов	$P_1, P_2$	3	0
Количество дней ремонта	$T_p$	5	5
Количество часов простоя скважины по причине срыва	$T_2$	250	20
Стоимость работы одной бригады ТКРС, тыс.р.	$C_1$	200	200
Стоимость перемещения одной бригады ТКРС, тыс.р.	$C_2$	45	45

Стоимость мультифазного насоса, тыс.р.	$C_m$	-	1300
Стоимость 1 тонны нефти	$C_n$	33,265	33,265

### Расчет до внедрения

1. Рассчитаем количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_1 = P_1 \cdot T_p \cdot 24 = 3 \cdot 5 \cdot 24 = 360 \text{ч.} \quad (12)$$

где  $P_1$  – количество ремонтов;

$T_p$  – время ремонта (5 дней)

2. Рассчитаем общее количество часов простоя по формуле:

$$T = T_1 + T_2 = 360 + 250 = 610 \text{ч.} \quad (13)$$

где  $T_2$  – количество часов простоя скважины по причине срыва подачи по газу

3. Рассчитаем затраты на работу бригады ТКРС по формуле:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 3 \cdot 200 = 600 \text{тыс. р.} \quad (14)$$

где  $C_1$  – стоимость работы одной бригады ТКРС

4. Рассчитаем затраты на логистику по формуле:

$$L_1 = P_1 \cdot C_2 = 3 \cdot 45 = 135 \text{тыс. р.} \quad (15)$$

где  $C_2$  – стоимость перемещения одной бригады ТКРС один раз, тыс.р.

5. Рассчитаем общее количество затрат по формуле:

$$M_1 = C + L_1 = 600 + 135 = 735 \text{тыс. р.}$$

6. Рассчитаем потери по причине простоя скважины по формуле:

$$N_1 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_n = \frac{610}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 33,265 = 33819,4 \text{тыс. р.} \quad (16)$$

где  $Q_{\text{ж}}$  – средний дебит жидкости скважины (200т/сут);

$B$  – обводненность добываемой продукции ( $B=80\%$ );

$C_n$  – стоимость тонны нефти (при курсе 1 баррель нефти – 70\$ (1\$ - 64,5руб)  $C_n$  – 33265руб.).

7. Рассчитаем общие потери по формуле:

$$\Sigma = M_1 + N_1 = 735 + 33819,4 = 34554,4 \text{тыс. р.} \quad (17)$$

## Расчет после внедрения МФОН

1. Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_2 = P_2 \cdot T_p \cdot 24 = 0 \cdot 5 \cdot 24 = 0 \text{ ч.} \quad (18)$$

2. Общее количество часов простоя:

$$T = T_1 + T_2 = 0 + 20 = 20 \text{ ч.} \quad (19)$$

3. Затраты на работу бригады ТКРС:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 1 \cdot 200 = 200 \text{ тыс. р.} \quad (20)$$

4. Затраты на логистику:

$$L_2 = P_1 \cdot C_2 = 1 \cdot 45 = 45 \text{ тыс. р.} \quad (21)$$

5. Общее количество затрат:

$$M_2 = C + L_2 + C_m = 200 + 45 + 1300 = 1545 \text{ тыс. р.} \quad (22)$$

где  $C_m$  – средняя стоимость мультифазного насоса, тыс.р.

6. Потери по причине простоя скважины:

$$N_2 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_n = \frac{20}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 33,265 = 1110 \text{ тыс. р.} \quad (23)$$

7. Общие потери:

$$\Sigma = M_2 + N_2 = 1545 + 1110 = 2655 \text{ тыс. р.} \quad (24)$$

Таблица 6 – Сравнение затрат на ремонт оборудования до и после внедрения мультифазного насоса на одну скважину

	До внедрения	После внедрения
Количество отказов оборудования в год по причине выхода из строя	3	0
Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта	360	0
Количество часов простоя скважины в год по причине срыва подачи	250	20
Общее количество часов простоя скважины в год	610	20
Затраты на работу бригады ТКРС, тыс. р.	600	200
Затраты на логистику бригад ТКРС, тыс. р.	135	45

Затраты на установку мультифазного насоса, тыс. р.	-	1300
Общее количество затрат, тыс. р.	735	1545
Потери по причине простоя скважины, тыс. р.	33819,4	1110
<b>ИТОГО, тыс.р.:</b>	<b>34554,4</b>	<b>2655</b>

Таким образом, из таблицы 6 видно, что применение мультифазных насосов будет экономически эффективно. Главным фактором экономической эффективности будет являться уменьшение простоев скважины по причине ремонта погружного оборудования и срывов подачи. За счет уменьшения отказов и увеличения наработки на отказ насосов увеличивается общее время работы скважины и соответственно накопленная добыча нефти. Также внедрение мультифазных насосов имеет преимущество перед обычными газосепараторами в том, что они не склонны к износу от механических примесей. Как известно, газосепараторы перерезаются мех примесями и происходит полет установки, что влечет за собой ловильные работы, простои скважины, ремонт насоса и так далее.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5П	Квинт Дмитрий Иванович

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки разрабатываемых нефтяных месторождений с высокими значениями газового фактора
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;</li> <li>3. Повышенные уровни вибрации, шума;</li> <li>4. Недостаточная освещенность.</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте;</li> <li>2. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением).</li> </ol> <p>Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.</p>
<b>2. Экологическая безопасность</b>	<p>Основные типы антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	<p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по</p>

	предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация (компоновка) рабочей зоны

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5П	Квинт Дмитрий Иванович		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью данной выпускной бакалаврской работы является анализ технологий, направленных на добычу нефти из месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора, неоднородности и обводненности. Высокие значения газового фактора на месторождении могут способствовать появлению газонефтеводопроявлений, присутствует загазованность на территории.

Технологии, направленные на стабильную работу центробежного насоса, в основном связаны с установкой предвключенных устройств на данные насосы. Следовательно, работы проводятся на открытых кустовых площадках.

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

### **5.1. Производственная безопасность**

На оператора ДНГ действует множество опасных и вредных производственных факторов. Для месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора, на кустовых площадках возможна загазованность продукцией скважины (выделяющийся из нефти газ), химические факторы. Опасным производственным фактором при высоком содержании свободного газа может являться пожаровзрывоопасность. В таблице 7 представлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 7 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные ссылки
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
<b>Обслуживание и эксплуатация фонда скважин</b>	<b>Химические</b>		
	Загазованность воздуха рабочей зоны, запылённость		ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.005-88
	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ		ГОСТ 32419-2013
	<b>Физические</b>		
	Повышенные уровни вибрации, шума	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.1.010-76 ФЗ №123 от 22.07.2013 г
	Недостаточная освещенность;	Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	СП 52.13330.2011 ГОСТ 12.2.062-81

### 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

*Загазованность воздуха рабочей зоны.* При работе на месторождении имеются места, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм (АГЗУ и т.д.). Для контроля за уровнем взрывоопасности устанавливаются системы обнаружения утечек горючих газов и паров. Основным назначением системы обнаружения утечек

горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;
- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации [9].

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (в аварийных ситуациях), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [10].

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: диоксид азота – 2мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10мг/м<sup>3</sup>, оксид углерода – 20мг/м<sup>3</sup>.

**Повышенный шум.** Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спускоподъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвижная паровая установка

(ППУ), автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. К основным методам борьбы с шумом являются средства индивидуальной защиты (наушники).

***Превышение уровня вибрации.*** Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [12] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

***Недостаточная освещенность.*** Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в 91 таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

### **5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

**Пожаровзрывобезопасность.** В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче нефти в условиях высоких значений газового фактора, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (попутный газ, нефть и т.д.) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [11]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

Для месторождений, характеризующихся высоким значением газового фактора, пожаровзрывоопасность будет одним из ключевых опасных производственных факторов. Если рассматривать и другие опасные

производственные факторы при работе оператора ДНГ, то к данному фактору относится и работа с оборудованием, работающим под давлением. Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

## **5.2. Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при сгорании попутного газа в факелах;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований;

**Защита атмосферы.** Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 8.

Таблица 8 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

<b>Наименование загрязняющих веществ</b>	<b>ПДК в воздухе, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Углеводороды	5	4
Оксид углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Двуокись азота	0,085	2
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Диоксид серы	10	3

**Защита гидросферы.** Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку

хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

#### **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона 87 оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одним из осложняющих факторов, негативно оказывающих влияние на работу центробежных насосов, является высокое значение газового фактора.

Негативное влияние свободного газа на насосное оборудование давно известно. При содержании свободного газа в центробежном насосе возможно снижение производительности и КПД насоса, может произойти срыв подачи по газу. Рассмотренные различные технологии по борьбе с влиянием высокого газового фактора: применение предвключенных устройств (газосепараторы-диспергаторы, мультифазные насосы). Перспективной технологией добычи нефти является применение тандемной установки струйного аппарата и УЭЦН, обеспечивающих стабильную работу при высоких значениях газового фактора и обводненности.

Внедрение мультифазных насосов на механизированном фонде добывающих скважин АО «Х» показало свою экономическую эффективность. Применение данного оборудования позволило увеличить время наработки центробежных насосов, снизить количество простоев скважины и тем самым повысить добычу нефти.

Подводя итог данной выпускной работы можно сделать вывод о том, что в настоящее время проблема с отказами центробежных насосов еще не решена полностью и требует дальнейшего изучения. В выпускной бакалаврской работе были достигнуты поставленные цели, также был предложен вариант повышения эффективности центробежного насоса при высоком значении газового фактора.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов М.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. М.: Недра, 1976. – 175с.
2. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. — 2018. — Т. 329, № 8. — [С. 104-111].
3. Грехов И.В. Комплекс технических и технологических решений добычи нефти из неоднородных многопластовых залежей с высоким газосодержанием. Диссертация. кандидат технических наук. – Уфа, 2013г. – 131с.
4. Маркелов Д.В. Центробежная сепарация газа и твердых частиц в приёмных устройствах погружных насосных установок для добычи нефти. Диссертация. кандидат технических наук. – Москва, 2007г. – 118с.
5. Лифантьев А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений. Диссертация. кандидат технических наук. – Бугульма, 2014г. – 118с.
6. Пещеренко М.П., Перельман О.М., Рабинович А.И., Каплан А.Л. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазных насосов // Бурение и Нефть. – Москва, 2014. – №4. – 56-60.
7. Дроздов А.Н. Опыт применения и перспективы развития насосно-эжекторных систем // Территория НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2012. – №2. – 86-89.
8. Шурыгин М.Н., Лавриненко А.А., Пономарёв А.С. Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем в нефтегазовой отрасли // Территория НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2015. – №10. – 80-87.
9. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности

10. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
11. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.
12. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
13. ГН 2.2.5.686-98 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
14. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»
15. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.