


**TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY**    **ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

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: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОСНАЩЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН КОНЦЕНТРИЧЕСКИМИ ЛИФТОВЫМИ КОЛОННАМИ НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b>

УДК 622.276.58.05(571.121)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Шулдякова Виктория Викторовна		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.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			

Томск – 2020 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>	<b>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</b>
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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: Отделение 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
2Б6Д	Шулдяковой Виктории Викторовне

Тема работы:

Технико – технологическое обоснование оснащения газовых скважин концентрическими лифтовыми колоннами на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59–123/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**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>	Проблемы эксплуатации обводняющийся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи. Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин. Обоснование выбора технологии удаления жидкости с забоя скважины. Опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам. Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам. Описание технологии концентрических лифтовых колонн. Выбор скважин. Исходные данные для расчета. Моделирование процесса внедрения КЛК в ПО PipeSim.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Общие сведения об Ямбургском НГКМ»	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
«Анализ технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях»	
«Использование технологии концентрических лифтовых колонн для газовых скважин на поздних стадиях разработки»	
«Моделирование и анализ эффективности применения концентрических лифтовых колонн в скважинах, пробуренных на добычу газа и газового конденсата»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском:</b>	
Общие сведения об Ямбургском НГКМ	
Анализ технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях	
Использование технологии концентрических лифтовых колонн для газовых скважин на поздних стадиях разработки	
Моделирование и анализ эффективности применения концентрических лифтовых колонн в скважинах, пробуренных на добычу газа и газового конденсата	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020г.

**Задание выдал руководитель / консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Д	Шулдякова Виктория Викторовна		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.03.2020	Общие сведения об Ямбургском НГКМ	10
27.03.2020	Анализ технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях	20
14.04.2020	Использование технологии концентрических лифтовых колонн для газовых скважин на поздних стадиях разработки	10
30.04.2020	Моделирование и анализ эффективности применения концентрических лифтовых колонн в скважинах, пробуренных на добычу газа и газового конденсата	20
8.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	15
18.05.2020	Социальная ответственность.	15
24.05.2020	Оформление работы	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			
--------------------------	-------------------------------	--	--	--

## **Обозначения, определения и сокращения**

**КЛК** – концентрические лифтовые колонны

**ЦЛК** – центральная лифтовая колонна

**МКП** – межкольцевое пространство

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**ГКИ** – газоконденсатные исследования

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**ШГН** – штанговый глубинный насос

**ММП** – многолетнемерзлые породы

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение

**ЗУМПФ** – зона успокоения механических примесей пластовых флюидов

**КРС** – капитальный ремонт скважины

**ГНКТ** – гибкие насосно-компрессорные трубы

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 страницы, в том числе 14 рисунков, 23 таблицы. Список литературы включает 23 источника.

Ключевые слова: технология, скважина, газ, концентрические лифтовые колонны, жидкость, забой, самозадавливание скважины.

Объектом исследования является скважина «Х» Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ опыта внедрения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации скважины Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения и оценка эффективности применения данной технологии.

В процессе исследования был проведен отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, проанализированы проблемы эксплуатации самозадавливающих скважин, рассмотрены различные методы удаления жидкости с забоев газовых и газоконденсатных скважин, описана технология эксплуатации скважины по концентрической лифтовой колонне.

В результате исследования выявлен положительный эффект использования концентрических лифтовых колонн на поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Область применения: газовые и газоконденсатные скважины, на забое которых происходит накопление жидкости.

Экономическая часть работы заключается в обосновании рентабельности проведения научного исследования по переводу скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн и составления проекта технического перевооружения скважины.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЯМБУРГСКОМ НГКМ .....	12
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ .....	14
2.1 Проблемы эксплуатации обводняющийся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи .....	14
2.2 Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин .....	19
2.2.1 Периодические продувки скважин .....	20
2.2.2 Штанговые глубинные насосы.....	21
2.2.3 Плунжерный лифт .....	21
2.2.4 Закачка сухого газа в межтрубное пространство .....	23
2.2.5 Обработка скважины ПАВ .....	23
2.2.6 Замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра .....	24
2.3 Обоснование выбора технологии удаления жидкости с забоя скважины .	24
3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ДЛЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ .....	27
3.1 Опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам..	27
3.2 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам .....	33
3.3 Описание технологии концентрических лифтовых колонн .....	34
4 МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА ДОБЫЧУ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА .....	38
4.1 Выбор скважин.....	39
4.2 Исходные данные для расчета.....	39
4.3 Моделирование процесса внедрения КЛК в ПО PipeSim.....	41
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	50
5.1 SWOT-анализ .....	50
5.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР .....	52
5.3 Разработка графика проведения исследовательской работы.....	53
5.4 Бюджет проводимого исследования .....	55

5.4.1 Расчет затрат на материалы для выполнения исследовательских работ .....	56
5.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования.....	57
5.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления .....	58
5.4.4 Расчет затрат на оплату труда .....	59
5.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды .....	61
5.4.6 Формирование бюджета затрат исследовательской работы .....	62
5.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	63
Выводы .....	65
<b>6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>69</b>
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	69
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	69
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	70
6.2 Профессиональная социальная безопасность .....	70
6.2.1 Анализ вредных факторов рабочей среды .....	72
6.2.2 Анализ опасных факторов рабочей среды .....	75
6.3 Экологическая безопасность .....	76
6.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	76
6.3.2 Мероприятия по охране водных объектов .....	77
6.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира .....	78
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований. ....	78
6.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС. ....	79
Выводы к разделу социальная ответственность:.....	79
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>80</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ: .....</b>	<b>81</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Сеноманские газовые залежи месторождений севера Западной Сибири разрабатываются уже более 30 лет и к настоящему времени вступили в период падающей добычи, для которого характерно существенное снижение добываемых возможностей, связанное с падением пластового давления, обводнением скважин, моральным и физическим износом промыслового оборудования. В этих условиях происходит интенсивное накопление жидкости (вплоть до самоглушения – самозадавливания) и песчаных пробок на забоях скважин.

На газовых месторождениях для поддержания устойчивой работы скважин, в стволах которых скапливается жидкость, повсеместно используются ряд геолого-технических мероприятий. Однако традиционные способы устранения проблемы самозадавливания обладают некоторыми существенными недостатками, многие из которых возможно устранить посредством технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК).

Актуальность данной работы заключается в том, что в про- эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений возникают осложнения, вызванные скоплениями воды на забое и разрушением призабойной зоны. В результате снижаются рабочие дебиты скважин. Для добычи газа из крупнейших газовых месторождений России, расположенных в районах Крайнего Севера, необходимо применение эффективных технологий для удалений жидкости с забоев скважин.

Целью выпускной квалификационной работы является анализа опыта внедрения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации газовых скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать основные методы удаления жидкости с забоев газовых и газоконденсатных скважин.
2. Рассмотреть технологию эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЯМБУРГСКОМ НГКМ

Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове (территория Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области). Это северная часть Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. Территория месторождения представляет пологоувалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Наименьшие из них отмечаются в долинах крупных рек. Сейсмически район неактивный.

Для территории месторождения характерна большая заозеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек. Максимальная глубина озер составляет 0,5-5,6 м. Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы - январь и февраль со средней температурой минус 24-26<sup>0</sup>С. Абсолютный минимум температуры достигает минус 58<sup>0</sup>С. Средняя температура летних месяцев колеблется от 6<sup>0</sup>С до 9<sup>0</sup>С, а максимальная достигает 31<sup>0</sup>С. Среднегодовая температура составляет минус 6,9<sup>0</sup>С. Среднегодовое количество осадков составляет 350-400 мм, из них основное количество выпадает в весенне-осеннее время.

Район расположен в тундровой зоне. Большая часть площади характеризуется тундровой растительностью - мхами и лишайниками. По берегам рек встречается редкая кустарниковая растительность, представленная полярной ивой и карликовой берёзой высотой до 1,5 м. Месторождение расположено в зоне, для которой характерно почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород. Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. Подошва ММП залегает на глубине 318-465 м, но на большей части территории - от 400 до 425 м [1].

Сеноманская залежь месторождения разделена на Ямбургскую, Анерьяхинскую и, состоящую из северо-восточной и южной частей, Харвутинскую площади. В настоящее время разрабатывается Ямбургская

площадь (с 1986 г.), эксплуатационный участок ЭУ-8 Харвутинской площади (с 1997 г.) и Анерьяхинская площадь (с 2004 г.), эксплуатационные участки ЭУ-9...11 Харвутинской площади (введены в 2006-2008 гг.) [1].

## **2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Сеноманские газовые залежи месторождений севера Западной Сибири, таких как: Медвежье, Вынгапуровское, Уренгойское, Ямбургское и других разрабатываются уже более 30 лет и к настоящему времени вступили в период падающей добычи, для которого характерно существенное снижение добывных возможностей, связанное с падением пластового давления, обводнением скважин, моральным и физическим износом промышленного оборудования. В этих условиях происходит интенсивное накопление жидкости вплоть до самозадавливания и образование песчаных пробок на забоях скважин.

### **2.1 Проблемы эксплуатации обводняющийся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи**

Проблема удаления жидкости с забоев скважин становится все более актуальной, так как постоянно увеличивается число месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки. Накопление скважинной жидкости, происходящее при скоростях газового потока ниже определенного критического значения, серьезно осложняет технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до их остановки (самозадавливания).

Такие месторождения севера Западной Сибири как: Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское разрабатываются уже более 20 лет и к настоящему времени вступили в период падающей добычи, для которой характерно существенное снижение добычи газа, связанное с падением пластового давления. Следует отметить, что по мере уменьшения дебита растет количество скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением на забое жидкости и механических примесей, наличием забойных песчаных и псевдооживленных пробок. В силу этих причин в последнее время особенно

активно обсуждаются проблемы и перспективы извлечения из пласта и комплексного использования низконапорного газа. Таким образом, одним из путей повышения отбора газа является внедрение новых технологий, направленных на повышение эффективности эксплуатации низкодебитных скважин.

Большинство эксплуатационных скважин севера Западной Сибири оборудованы колоннами насосно – компрессорных труб диаметром 168 и 127 мм, что в условиях низких дебитов газа обуславливает низкие значения скорости потока в стволе скважины. Уменьшение скорости потока газа в стволе скважины ниже критических значений, необходимых для выноса жидкости, приводит к накоплению на забое конденсационной воды. Количество жидкости, выделяющейся при конденсации из добываемого газа, прямо пропорционально влагосодержанию газа и увеличивается с падением пластового давления. По мере накопления столба жидкости в скважине увеличивается его гидростатическое давление на забой, препятствующее потоку газа, что приводит к самопроизвольной остановке скважины – самозадавливанию.

Накопление жидкости обусловлено двумя факторами: конденсацией воды в стволе скважины, а также подтягиванием подошвенных вод, в том числе по причине негерметичности заколонного цементного камня.

Необходимо отметить, что согласно результатам гидрохимического анализа, жидкость в скважинах месторождений Крайнего Севера относится преимущественно к конденсационной воде (81% от общего количества исследований). Смесь конденсационной и пластовой воды отмечается в 11% случаев, что говорит о подтягивании подошвенной воды к забоям скважин. Доля высокоминерализованной воды, к которой относится пластовая и техногенная жидкость, применяемая при глушении и промывках скважин, незначительна.

На основании результатов проведенных ранее промысловых исследований работы газовых скважин выявлено, что следствием обводнения призабойной зоны пласта как пластовой, так и конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование

отдельных каналов повышенной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся на забое в псевдооживленном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано – жидкостная пробка перекрывает интервал, что существенно влияет на снижение дебита скважины.

Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается увеличением содержания механических примесей в наземном оборудовании. Преждевременно выходят из строя штуцера, задвижки, насосно – компрессорные трубы и другое промысловое оборудование. После неоднократного проведения ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего ускоряется разрушение призабойной зоны с интенсивным выносом песка в скважину, в результате чего газовые скважины выбывают из действующего фонда.

Влияние самозадавливающихся скважин на общую добычу газа газоконденсатных месторождений (ГКМ) достаточно велико. Количество самозадавливающихся скважин в течение года неодинаково и зависит от сезонных колебаний отбора газа, а также от количества проводимых геолого – технических мероприятий.

Необходимо отметить, что наиболее заметна зависимость количества самозадавливающихся скважин от диаметра насосно – компрессорных труб. В частности, 82,8% от общего количества самозадавливающихся скважин приходится на скважины, оборудованные НКТ диаметром 168 мм и комбинированными НКТ, состоящими из труб диаметром 168 и 127 мм. Причем, суммарное их количество в процентах от общего фонда скважин с аналогичными НКТ составляет 52,3%. Данные по распределению количества самозадавливающихся скважин в соответствии с диаметрами НКТ приведены в таблице 2.1.



Таблица 2.1 – Количество самозадавливающихся скважин с разбивкой по диаметрам НКТ

Диаметр НКТ, мм	Количество самозадавливающихся скважин, ед.	% от количества самозадавливающихся скважин	% от общего фонда скважин с аналогичными НКТ
102	1	0,9	3,6
114	4	3,4	5,0
127	5	4,3	15,2
168	96	82,8	53,6
114/127	1	0,9	100,0
127/168	8	6,9	40,0
114/168	1	0,9	100,0
168 и 127/168	104	89,7	52,3

Основываясь на проведенном анализе данных технологических режимов и газодинамических исследований скважин, были выявлены основные факторы, обуславливающие снижение дебитов скважин месторождений Крайнего Севера ниже критических значений и являющихся причиной самозадавливания.

Эти факторы можно подразделить на три основные группы:

- ограничение дебита по геолого – технологическим причинам: вынос песка и превышение максимально допустимой депрессии на пласт;
- ограничение дебита по причине интенсивного притока подошвенной воды;
- недостаточная скорость потока газа в НКТ вследствие низких продуктивных характеристик скважин (низкодебитные скважины).

Распределение факторов, обуславливающих самозадавливание скважин, приведено на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Распределение факторов, обуславливающих самозадавливание скважин.

Стабильность работы обводняющихся и освоение самозадавливающихся скважин обеспечивается различными физическими и физико – химическими методами, направленными на удаление скапливающейся жидкости.

На основе анализа проблем самозадавливания, а также результатов применения современных технологических решений по удалению жидкости из газовых скважин Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского и Комсомольского месторождений были предложены следующие критерии выбора скважин для внедрения этих технологий [2].

1. В скважинах с высокими продуктивными характеристиками, дебит которых ограничен по геолого – техническим причинам или вследствие интенсивного выноса пластовой воды, необходимо проведение работ по водоизоляции и креплению призабойной зоны пласта.
2. Приоритетное значение должны иметь технологии по удалению жидкости не только из колонны насосно – компрессорных труб, но и с забоев скважин (с этой точки зрения наиболее подходящей является технология эксплуатации по концентрическому лифту).

3. Для скважин, оборудованных парными шлейфами и не осложненных интенсивным обводнением и пескообразованием, существует возможность применения технологии закачки сухого газа в затрубное пространство. При этом температура закачиваемого газа должна обеспечивать безгидратный режим эксплуатации скважин.
4. При замене НКТ на меньший диаметр в скважинах с низкой продуктивностью целесообразно использовать гибкую колонну насосно – компрессорных труб, спускаемую в существующую лифтовую колонну, что позволит уменьшить проходное сечение труб и увеличить скорость потока газа. Спуск и подвеску гибкой колонны НКТ следует осуществлять без глушения скважины, что предотвратит кольматацию продуктивного коллектора жидкостью глушения.
5. При отсутствии экономической целесообразности применения вышеперечисленных технологий следует осуществлять обработку скважин составами ПАВ, в том числе совместно с продувками.
6. Влияние факторов, ограничивающих эксплуатационные возможности скважин и провоцирующих самозадавливание (жидкость, механические примеси, гидратные и ледяные пробки), можно существенно уменьшить, а в некоторых случаях и полностью исключить за счет применения систем телеметрии и телемеханики. В результате их внедрения будет обеспечиваться постоянный контроль технологических режимов скважин и появится возможность принятия оперативных решений по стабилизации работы скважин.

Реализация предложенного комплекса геолого – технических мероприятий требует значительных капитальных вложений и увеличивает себестоимость добычи газа, но без этого невозможно будет достичь существенного увеличения газоотдачи залежи.

## **2.2 Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин**

Проблема обеспечения стабильной работы скважин на поздней стадии разработки месторождений требует применения различных технологий удаления

жидкости из скважин. В газодобыче получили распространение следующие способы удаления жидкости:

- периодические продувки скважин;
- штанговые глубинные насосы;
- плунжерный лифт;
- закачка сухого газа в межтрубное пространство;
- обработка скважины ПАВ;
- замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра;
- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважины зависит от геолого-промысловых характеристик газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования межколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества поступающей жидкости в скважину [3].

### **2.2.1 Периодические продувки скважин**

Продувка скважин является одним из основных способов удаления жидкости из скважин на месторождениях Крайнего Севера и используется как вынужденная мера, которая приводит к большим потерям газа. Во время продувки давление на устье скважины снижается, а дебит и, соответственно, скорость газа на забое и в лифтовой колонне увеличивается.

Периодичность проведения продувок устанавливается в зависимости от интенсивности скопления жидкости в лифтовой колонне, а их общее число по некоторым скважинам составляет от 30 до 365 раз в течение года [4].

К недостаткам продувки следует отнести следующее:

- безвозвратные потери газа;
- выброс газа в атмосферу, загрязнение окружающей среды;
- резкое повышение депрессии на пласт, что часто приводит к разрушению призабойной зоны пласта;
- отсутствие продолжительного эффекта.

### **2.2.2 Штанговые глубинные насосы**

Использование штанговых глубинных насосов в газовых скважинах подразумевает удаление жидкости через внутреннее пространство НКТ, в то время как газ отбирается по кольцевому пространству.

К недостаткам этого способа следует отнести:

- отказы в работе насосов из-за высокого содержания газа;
- необходимость погружения под уровень жидкости для создания подпора на приеме насоса;
- относительно большая производительность стандартных насосов при самом минимальном числе ходов штока;
- не обеспечивается полное удаление жидкости из кольцевого пространства вследствие невозможности установки насоса в ЗУМПФе ниже точки ввода газа в лифтовую колонну.

Этот способ не применим для многих месторождений Крайнего Севера из-за отсутствия электроэнергии на кустах скважин.

### **2.2.3 Плунжерный лифт**

Установки плунжерного лифта могут быть непрерывного или периодического действия. Первые из них подразумевают постоянное перемещение плунжера в колонне НКТ, вторые – с остановками плунжера в лубрикаторе скважины. Управление установкой плунжерного лифта периодического действия осуществляется с помощью контроллера и клапана-отсекателя, что позволяет регулировать время выноса жидкости из скважины.

На газовых скважинах Медвежьего и Уренгойского месторождений был апробирован плунжерный лифт постоянного действия для лифтовой колонны диаметром 168 мм. В связи с отсутствием электроэнергии на кусте скважин была испытана постоянная эксплуатации скважин с помощью специальной конструкции плунжера «летающий клапан» (рис. 2.2). В фонтанную колонну непрерывно поступает газ и над трубным ограничителем скапливается жидкость. Элементы плунжера (штулка и шар) падают в восходящем потоке газа (поз.1).

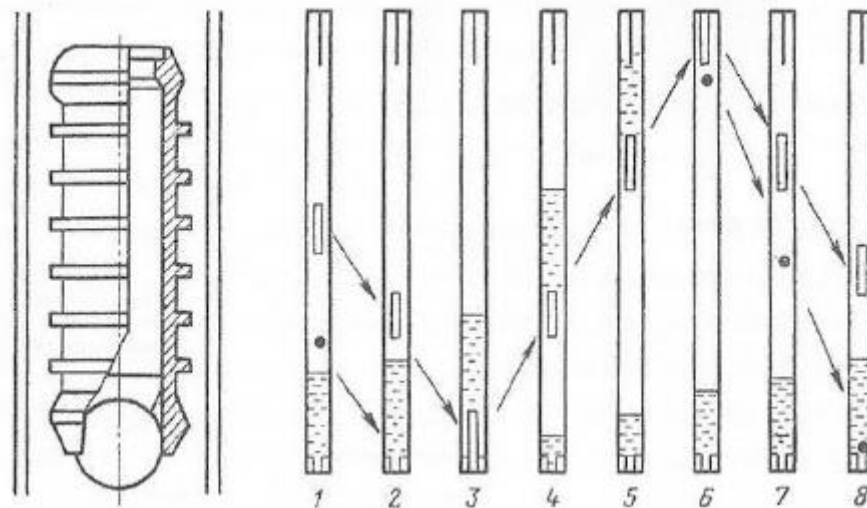


Рисунок 2.2 – Принцип действия «летающего клапана»

Шар прекращает свое падение на трубном ограничителе, находящимся под уровнем жидкости (поз.2). Втулка, падающая за шаром, доходит до трубного ограничителя и садится на шар (поз.3). С этого момента начинается движение плунжера вверх. При подъеме шар перекрывает нижнее отверстие втулки (поз.4). Столб жидкости, находящийся над плунжером, вытесняется газом, поднимающимся по трубе (поз.5). При достижении столбом жидкости перфорированного патрубка на устье она выбрасывается через выкидную линию в сепаратор. Верхним амортизатором шар отбивается от втулки и падает в восходящем потоке газа (поз.6). Втулка падает за шаром (поз.7). Процесс повторяется. При эксплуатации плунжерным лифтом не происходило снижения дебита скважины [5].

Применение технологии плунжерного лифта имеет некоторые ограничения:

- При скоростях газа менее 2 м/с, во время подъема плунжера велика вероятность, что на верхнем ограничителе не произойдет разделения шара с корпусом, что вызовет его зависание в верхней части скважины;
- Устойчивая работа плунжерного лифта на сегодняшний день возможна лишь в скважинах с углами наклона не более 30 градусов;
- Имеющиеся сужения в НКТ могут вызвать застревание плунжера, что вызовет необходимость проведения ремонтных работ на скважине.

#### **2.2.4 Закачка сухого газа в межтрубное пространство**

Технология закачки сухого газа в межтрубное пространство, или газлифт, заключается в следующем. Газ высокого давления поступает через промысловый шлейф в затрубное пространство скважины. Потоки газа, поступающего на забой скважины из пласта и через затрубное пространство, объединяются, за счет чего происходит повышение дебита выше критического.

Проблемы, сопровождающие процессы закачки газа в скважины, обусловлены природными и техногенными факторами – отрицательными температурами окружающего воздуха, значительным расстоянием от скважины до источника газа высокого давления, уменьшением температуры газа при дросселировании и др.

Газ, закачиваемый в межтрубный кольцевой канал скважин, должен быть предварительно осушен, перед вводом в скважину иметь положительную температуру для исключения образования в центральной лифтовой колонне ледяных, газогидратных и парафиновых глухих или плохо проницаемых отложений [4].

#### **2.2.5 Обработка скважины ПАВ**

Применение на скважинах ПАВ позволит обеспечить стабильный дебит на незначительное время, после чего дебит снова начнет снижаться, что вызовет необходимость повторного применения. Также применение ПАВ немислимо без присутствия оператора, поскольку нет возможности осуществлять ввод в скважину ПАВ в автоматическом режиме. Применение ПАВ позволяет увеличить рабочий дебит скважины на 10–20% на незначительное время. Вспенивающие ПАВ используются для удаления малых объемов жидкости из интервала перфорации до входа в лифтовую колонну при скоростях газа до 1–2 м/с. Эффективность ПАВ значительно уменьшается, если глубина ЗУМПФа превышает 10–25 м, а расстояние башмака НКТ от верхних отверстий перфорации больше 50 м. Кроме этого, жидкость с ПАВ, поступающая вместе с газом на УКПГ, осложняет условия сепарации и осушки газа.

Чтобы избежать негативного воздействия устойчивых пенных составов, в них вводят глобулярные гидрофобные пеногасители. Их действие приводит к наиболее полному гашению пены [6].

### **2.2.6 Замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра**

При замене лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра создаются условия для выноса жидкости с забоя скважины за счет увеличения скорости подъема газа. При этом скважины сразу после проведения данных геолого–технических мероприятий работают в стабильном режиме, жидкость в стволе не скапливается, однако уже через 8–15 месяцев эксплуатации условия для выноса воды снова ухудшатся до первоначальных в результате снижения пластового давления и, соответственно, рабочего дебита.

Как показывает опыт, после замены НКТ с глушением в условиях аномально низких пластовых давлений рабочий дебит газовой скважины снижается на 20–50% в результате кольматации призабойной зоны пласта технологическими жидкостями, капитального ремонта скважины и невозможности создания достаточных депрессий на пласт для качественного освоения скважины после ремонта.

## **2.3 Обоснование выбора технологии удаления жидкости с забоя скважины**

Рассмотрев способы удаления жидкости с забоя скважины можно сделать вывод, что не существует универсального способа. Каждая из технологий соответствует определенным геологическим и экономическим условиям и имеет свои преимущества и недостатки [4].

Для измерения эффективности технологий эксплуатации необходимо воспользоваться ранговым подходом. Качественные признаки технологии оцениваются по трехбалльной шкале: 1 – плохо, 2 – нейтрально, 3 – хорошо. Данные ранжирования по основным технико-технологическим показателям приведены в таблице 2.2.



Таблица 2.2 – Ранговая оценка технологий для эксплуатации обводненных газовых скважин

Процессы и условия, сопровождающие внедрение технологий удаления воды	Технология, балл						
	Продувка скважин	ШГН	Плунжерный лифт	Газлифт	ПАВ	НКТ малого диаметра	КЛК
1. Необходимость в глушении и освоении скважины при переходе на новую технологию	3	1	1	1	3	1	1
2. Замена компоновки подземного скважинного оборудования	3	1	1	1	3	1	3
3. Оперативная адаптация к переменным промышленным условиям	1	3	3	2	1	1	3
4. Автоматизация и контроль технологического процесса	1	3	3	2	1	2	3
5. Необходимость в дополнительном энергоресурсоснабжении	1	1	1	1	1	2	2
6. Эксплуатация скважины с управлением параметрами работы	1	3	3	2	1	1	3
7. Ограничения по высоте расположения башмака НКТ относительно интервала перфорации	1	1	1	1	1	3	3
8. Воздействие на окружающую среду	1	3	3	2	3	3	3
Итого	12	14	16	12	14	14	21

Как видно из таблицы 2.2, условиям дальнейшей эксплуатации газовых скважин в наибольшей степени удовлетворяет технология работы по концентрическим лифтовым колоннам. Однако ее эффективность может быть

значительно выше, если решить задачу реализации спуска дополнительной лифтовой колонны без проведения капитального ремонта и глушения скважины.

### **3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН ДЛЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ**

#### **3.1 Опыт эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам**

ОАО "Газпром" большое внимание уделяет поиску, разработке и апробации технологических решений для повышения эффективности эксплуатации самозадавливающихся скважин и снижения нагрузки на экологию. Одним из перспективных направлений является технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам, испытания которой были инициированы Управлением по добыче газа и газового конденсата ОАО "Газпром".

Данная технология разработана головным научным центром ОАО "Газпром" - ООО "Газпром ВНИИГАЗ" еще в 60-х гг. XX в. и широко использовалась на юге СССР. В 1960-1975 гг. для основных газовых месторождений - Северо-Ставропольского, Пелагиадинского, Газлинского, Шебелинского и др. закончился период постоянной добычи. Стояла задача: поддержать отборы газа из месторождений без строительства новых скважин. В те годы скважины эксплуатировались в основном по лифтовым колоннам диаметрами 60-89 мм, требуемые годовые отборы из месторождений обеспечивались за счет уменьшения давления на входе в дожимные компрессорные станции. Одним из наиболее экономически обоснованных решений для увеличения производительности скважин было снижение потерь давления при движении газа по стволу скважины за счет эксплуатации одновременно по центральной лифтовой колонне и кольцевому межтрубному каналу между лифтовой и эксплуатационной колоннами.

С 2005 г. на скважинах Надым-Пур-Тазовского региона для повышения эффективности эксплуатации начали испытывать, а потом применять технологии удаления жидкости, в частности газлифт, плунжерный лифт,

концентрический лифт на месторождении Медвежье. Эти технологии широко применяются за рубежом. В ОАО "Газпром" огромное внимание уделяется поиску и внедрению энергоэффективных экологически чистых технологий эксплуатации скважин, а также более технологически и экономически эффективных технологий реконструкции скважин. Обе задачи являются приоритетными для ОАО "Газпром" [8].

В 2008 г. на месторождении Медвежье (скв.722, 814) были начаты испытания технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам. Работы проводились по инициативе Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО "Газпром" при участии компаний Sumitomo Corporation (Япония) и ZEDi Inc. (Канада). При эксплуатации по концентрическим колоннам жидкость из скважины удаляется по центральной лифтовой колонне потоком газа или плунжерным лифтом. Необходимость в продувках отпадает. По межтрубному кольцевому каналу газ поступает из скважины в газосборный коллектор без капельной жидкости. Таким образом, на многие годы отпадает необходимость проводить замены лифтовых колонн, а рабочий дебит поддерживается на максимально возможном уровне без технологических продувок.

Для оптимизации режима работы скв.722 и 814 в ранее установленные основные лифтовые колонны (ОЛК) DN 168 были спущены ЦЛК из труб одного диаметра DN 60. Все работы проводились с использованием традиционных технологий с глушением скважин. Как правило, такие работы занимают 1 месяц. Кроме того, необходимо 72 ч и более на отработку скважин перед подключением к шлейфу. Работы на этих двух скважинах были проведены в срок, однако скв.722 вышла на расчетный режим только через 10 месяцев из-за ухудшения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины вследствие ее глушения.

Параметры работы скважин в процессе испытаний представлены на рисунке 3.1 и 3.2.

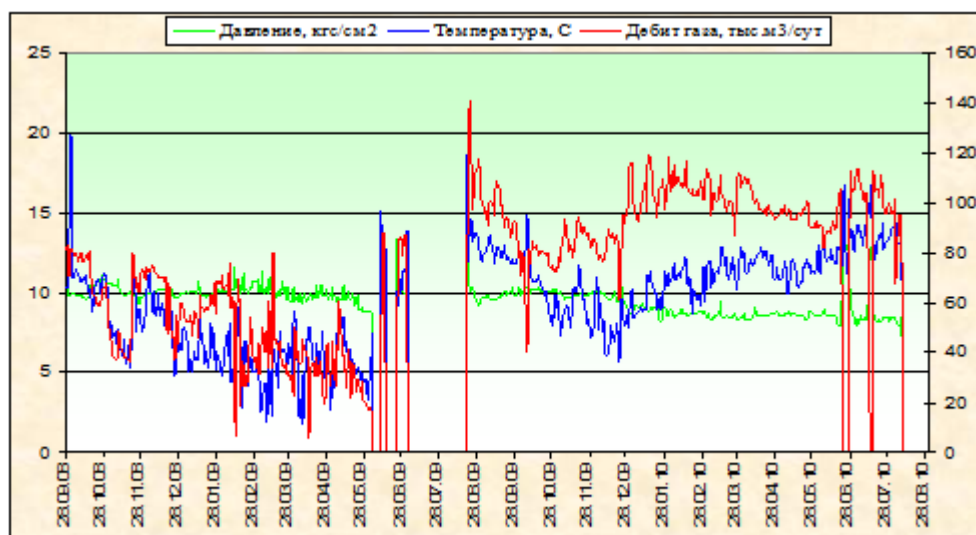


Рисунок 3.1 – Параметры работы скважины № 722 в процессе испытаний

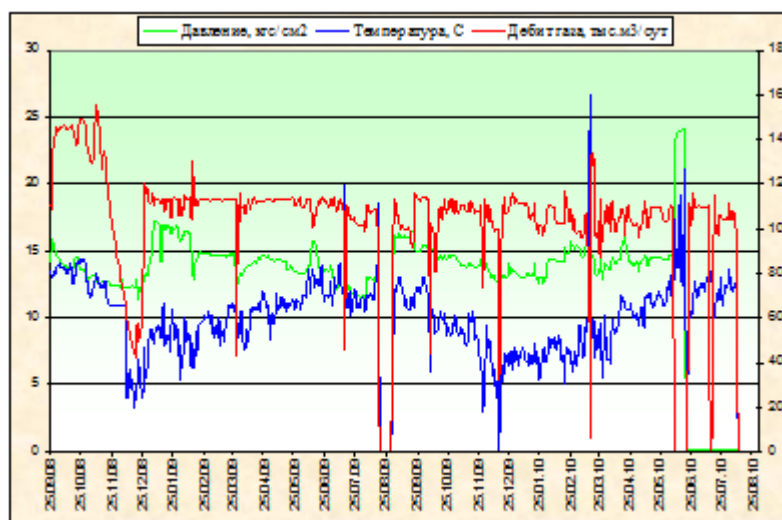


Рисунок 3.2 – Параметры работы скважины № 814 в процессе испытаний

В целом результаты испытаний по скважине № 814 признаны положительными. По скважине № 722 требуется проведение дополнительного анализа полученных данных.

Для осуществления спуска ЦЛК в скважину в условиях низких пластовых давлений наиболее оптимальным является применение технологий без глушения скважины. Из опыта эксплуатации скважин № 722 и 814 сделан вывод о том, что интенсивный вынос механических примесей, наблюдавшийся вначале, через определенное время сводится к значениям, не превышающим допустимые технологическим режимом.

Перед переоборудованием скважины для эксплуатации концентрическими лифтовыми колоннами рекомендуется оснастить скважину системами телеметрии для получения наиболее достоверной геолого-технологической информации.

Для снижения капитальных затрат на переоборудование скважин под концентрический лифт можно предусмотреть возможность комплектование установки в кустовом варианте.

В 2012 г. на эксплуатацию по концентрической лифтовой колонне (КЛК) переведены скв. 7193 и 7196 Ямбургского месторождения.

На основе промысловых исследований и опыта использования в течение пяти лет на двух скважинах месторождения Медвежье и двух скважинах Ямбургского месторождения в 2012-2013 гг. подтверждена возможность и эффективность технологии эксплуатации обводняющихся скважин сеноманских залежей по КЛК на поздней стадии разработки месторождений. Но при этом оставался открытым вопрос об эффективности реконструкции скважин, так как последствия ремонта значительно увеличивают риски снижения дебита, а высокая стоимость ремонта значительно снижает экономическую эффективность перевода скважин на аналогичные технологии.

С 2008 года Департамент по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО "Газпром" при непосредственном участии ООО "Газпром ВНИИГАЗ" вели проработку вопросов по внедрению технологии установки длинномерной лифтовой колонны без глушения скважин с привлечением отечественных производителей. Стандартные колтюбинговые стальные трубы не подходят для эксплуатации сеноманских скважин из-за очень маленького диаметра, так как это приводит к очень большим потерям давления. Необходимо было использовать нестандартное оборудование.

В 2011 г. ООО "Псковгеокабель" совместно с ООО НИП "Дельта-Т" в рамках Федеральной целевой программы по теме "Разработка, организация производства номенклатурного ряда шлангокабелей, полимерных армированных трубопроводов, технических средств и технологий их

использования в нефтяной и газовой промышленности" подготовили и организовали производство номенклатурного ряда шлангокабелей, полимерных армированных трубопроводов. По предложению Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО "Газпром" ООО "Псковгеокабель" было разработано и изготовлено оборудование, предназначенное для проведения спускоподъемных операций полимерных армированных труб в газовые скважины без их глушения.

В настоящее время ООО "Псковгеокабель" выпускает сталеполимерные трубы, аналогичные колтюбинговым, но в широком диапазоне диаметров (рис.3.3). Сталеполимерная труба имеет гораздо больший ресурс работы (более 1000 спускоподъемных операций) по сравнению со стальной безмуфтовой длинномерной трубой (до 100 спускоподъемных операций). Кроме того, грузонесущая сталеполимерная труба обладает рядом других достоинств: меньшим коэффициентом трения внешней поверхности о стенки НКТ или ствола скважины, а также жидкостей о ее внутреннюю поверхность, стойкостью к воздействию агрессивных растворов (кислот и щелочей), не подвержена коррозии.



Рисунок 3.3 – Сталеполимерная грузонесущая труба: а - общий вид; б - поперечные срезы труб с внутренним диаметром от 5 до 49 мм

Первые испытания грузонесущей трубы с внутренним диаметром 20 мм и наружным 38 мм и технология ее спуска без глушения скважины были проведены на скважинах ООО "Газпром добыча Ноябрьск". На Вынгапуровском месторождении технологию использовали для удаления водяного столба с помощью компрессора, на Комсомольском для удаления столба жидкости из

скважины 1093 пластовым газом, на Западно-Таркосалинском провели освоение скважины 307 после капитального ремонта.

В 2013 г. в ООО "Псковгеокабель" была разработана и изготовлена грузонесущая труба для использования в качестве центральной лифтовой колонны требуемого внутреннего диаметра (49 мм), что соответствует с некоторым приближением НКТ диаметром 60 мм. На ее основе была разработана длинномерная лифтовая колонна, которая включает специальные наконечники на нижнем и верхнем концах трубы.

Для первых испытаний ДЛК внутренним диаметром 49 мм на Уренгойском месторождении была выбрана скважина 514, которая находится в промышленной эксплуатации более 30 лет, с 1981 года. В 2010 году из скважины был извлечен пакер и оставлена лифтовая колонна из труб DN168. За весь период работы из скважины добыто более 5,6 млрд м<sup>3</sup> газа.

Целями проведения испытаний на скважине 514 Уренгойского месторождения было [8]:

- опробование технологии реконструкции скважины для перевода на эксплуатацию по ДЛК без глушения скважины;
- оценка возможности применения полимерной грузонесущей армированной трубы марки ТГ 49/73–115 производства ООО "Псковгеокабель" в качестве ДЛК для удаления жидкости из скважины.

Работы по оборудованию скважины длинномерной лифтовой колонной заняли 6 суток, из них непосредственно спуск трубы, монтаж и демонтаж оборудования – 3 суток.

После подключения скважина 514 была введена в эксплуатацию с подачей газа в газосборный коллектор по ЦЛК и по МКП. Вынос жидкости из скважины происходит по ЦЛК за счет автоматического управления дебитом газа. Для этого осуществляется непрерывный контроль расхода газа по всей скважине и из межколонного пространства. После внедрения технологии концентрического лифта скважина 514 работает в стабильном режиме и без остановок. Технологические продувки полностью прекращены.



На сегодняшний день эксплуатируется пять скважин, оборудованных КЛК, в том числе на Медвежьем НГКМ - две скважины, Ямбургском НГКМ - две скважины, Уренгойском НГКМ - одна скважина. В результате реконструкции скважины более пяти лет работают с максимально возможными рабочими дебитами без продувок.

### **3.2 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам**

Основаниями для перевода скважин на эксплуатацию по КЛК являются [9, 10]:

- уменьшение рабочих дебитов из-за осложнений, обусловленных скоплениями жидкости на забое и в стволе скважины;
- увеличение трудоемкости обслуживания скважин при проведении разовых мероприятий по периодическому удалению жидкости;
- увеличение периода работы скважины с дебитом меньше минимально допустимого после цикла принудительного периодического удаления жидкости.

Критерием для перевода скважины на технологию КЛК является наличие признаков скопления жидкости в скважине, которые ограничивают рабочий дебит. Признаками скопления жидкости в скважине следует считать характерные изменения технологических параметров режима эксплуатации (давление, расход, температура), документально зафиксированные во времени средствами измерения и характеризующие режимы работы:

- «самозадавливание» скважины в процессе эксплуатации;
- резкие скачкообразные изменения давления;
- неравномерное уменьшение объемов добычи при неизменном давлении в газосборной системе;
- уменьшение давления на выходе из лифтовой колонны, измеренного на устье скважин и одновременном увеличении давления в затрубном и/или межтрубном кольцевом пространствах;

- скачкообразное увеличение градиента давления по стволу скважины, измеренного с использованием погружных глубинных манометров во время работы, обусловленное изменением положения динамического уровня жидкости в стволе скважины;
- наличие жидкости и песка в потоке газа, песчаных пробок на забое;
- подъем уровня барботируемой жидкости в скважине.

### **3.3 Описание технологии концентрических лифтовых колонн**

В период падающей добычи при снижении пластового давления и дебита газа работа скважин осложняется наличием жидкости в продукции. Низкие рабочие дебиты газа в скважинах с относительно большими диаметрами лифтовых колонн не всегда обеспечивают необходимые условия для выноса жидкости из ствола скважин. Скопление воды на забое и в лифтовой колонне скважин вызывает дополнительные гидравлические потери давления при движении газа, намокание и разрушение породы продуктивного пласта, способствует поступлению песка на забой скважины. Накопление воды также приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, дальнейшему снижению дебита и в итоге к остановке (самозадавливанию) скважин. Тем не менее, лифтовые колонны  $D_{\text{л}} = 114$  мм обеспечивают минимальные потери давления от забоя до устья скважин по сравнению с лифтовыми колоннами, состоящими из труб меньших диаметров. Кроме того, эффективность двухрядного лифта напрямую зависит от диаметра труб лифтовых колонн. Совокупность этих двух факторов позволит эксплуатировать скважины с максимальными дебитами (по технологическому режиму) до конца срока разработки месторождения по основной лифтовой колонне из труб  $D_{\text{л}} = 114$  мм и центральной лифтовой колонне из труб  $D_{\text{л}} = 60$  мм и повысить коэффициент извлечения газа.

Основное назначение двухрядного лифта – поддержание заданного технологического режима работы скважины за счет непрерывного или периодического удаления жидкости по центральной лифтовой колонне. За счет

удаления жидкости из скважины потери давления в лифтовой колонне и призабойной зоне уменьшаются. Благодаря этому скважина работает с максимально-возможным дебитом газа в соответствии с технологическим режимом при текущем давлении на устье и в шлейфе. Если дебит скважины ограничен из-за выноса песка и механических примесей и в результате не обеспечивается вынос жидкости, то за счет удаления жидкости двухрядным лифтом будет поддерживаться максимально-допустимый дебит без периодического самозадавливания скважины.

В настоящее время эксплуатация части фонда скважин сеноманской залежи Ямбургского НГКМ, оборудованных лифтовыми колоннами из труб Ду=114 мм, осложняется из-за скоплений воды в стволе скважины - на забое и в лифтовой колонне.

Для оптимизации режима работы скважин в основную лифтовую колонну Ду = 114 мм предполагается спустить центральную лифтовую колонну из труб одного диаметра Ду = 60 мм и эксплуатировать скважину одновременно по центральной лифтовой колонне и межтрубному кольцевому пространству, образованному между основной и центральной лифтовыми колоннами.

Газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока. Потoki газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб, концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися в нижней части между собой. После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в один трубопровод, соединенный с системой сбора газа.

С целью удаления скоплений воды в центральной лифтовой колонне предполагается использовать скоростной напор потока газа. Минимально необходимый дебит газа для непрерывного или периодического удаления воды по центральной лифтовой колонне, будет поддерживаться управляющим комплексом (производства НПО «Вымпел»). С помощью автоматизированного комплекса в ЦЛК поддерживается скорость потока, превышающая на 10-20%

минимальную критическую скорость для обеспечения выноса жидкости из скважины по ЦЛК.

На рисунке 3.4 представлена принципиальная схема оборудования управления работы скважины с концентрическими лифтовыми колоннами.

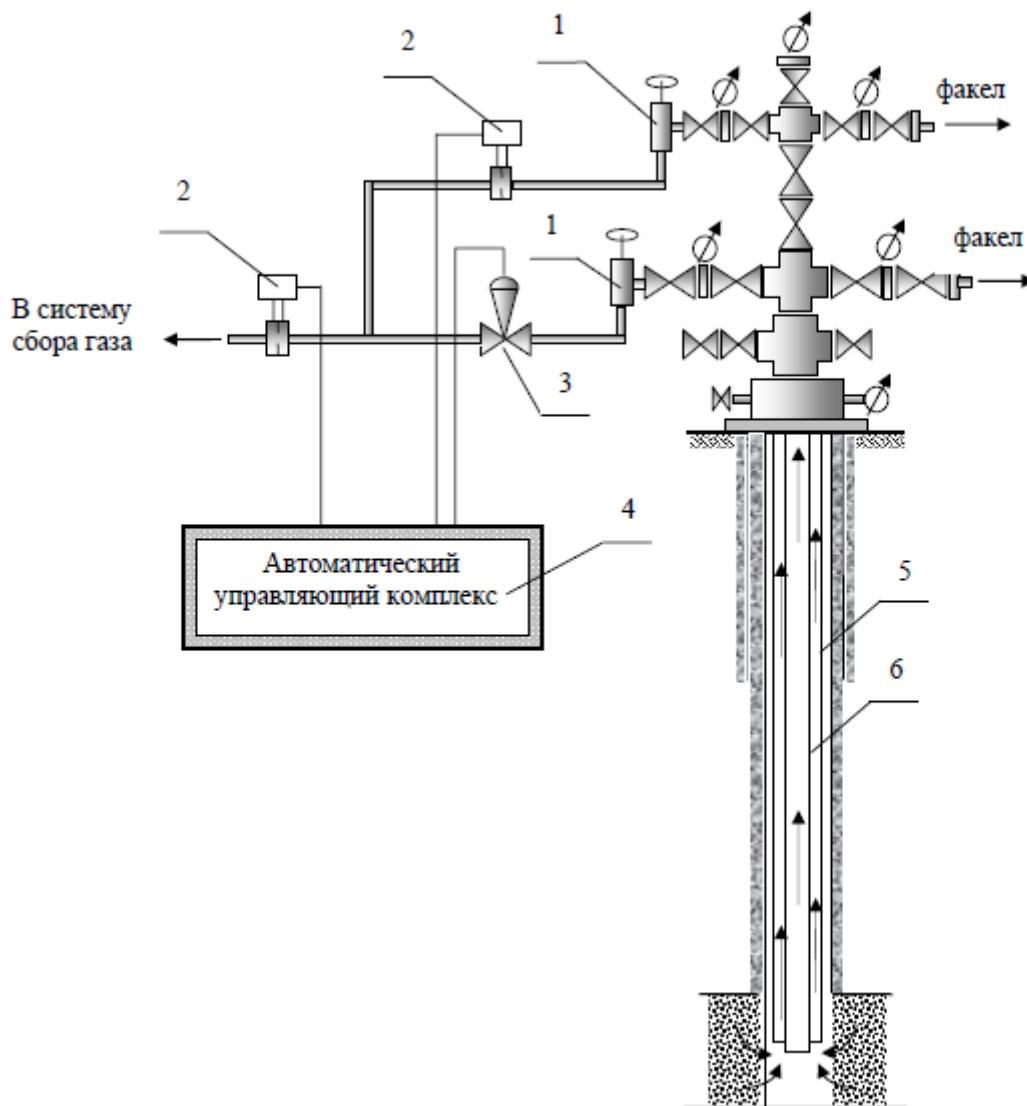


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема оборудования управления работы скважины с концентрическими лифтовыми колоннами

1 – регулируемое дроссельное устройство; 2 – расходомерное устройство;  
3 – регулирующий клапан; 4 – управляющий комплекс НПО «Вымпел»; 5 –  
основная лифтовая колонна; 6 – центральная лифтовая колонна

На устье скважины, в составе обвязки кольцевого канала, образованного центральной (6) и основной (5) лифтовыми колоннами, и центральной колонны,

устанавливаются регулируемые дроссельные устройства (1). Оборудуется и подсоединяется автоматический управляющий комплекс (4) и узел замера (2) [11].

При скоплении жидкости в стволе скважины кольцевое пространство между центральной и основной колоннами временно перекрывается, обеспечивая увеличение скорости движения газа по центральной лифтовой колонне до величины, достаточной для удаления жидкости. Затем скважина переключается в режим работы по двум каналам (одновременно по центральной колонне и кольцевому пространству).

Диаметр центральной колонны выбирается таким образом, чтобы удаление жидкости происходило достаточно быстро и большую часть времени скважина работала по двум каналам с высоким дебитом. Достаточный для выноса жидкости дебит газа поддерживается путем изменения величины отбора газа по кольцевому пространству в зависимости от изменения давления в газосборном коллекторе и образования висячих скоплений жидкости. Таким образом, в стволе скважины в процессе эксплуатации потери давления поддерживаются значительно меньше, чем при эксплуатации по однорядному лифту.

#### **4 МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА ДОБЫЧУ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА**

В процессе эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений возникают осложнения, вызванные скоплениями воды на забое и разрушением призабойной зоны. В результате снижается продуктивность скважин вплоть до полного прекращения добычи газа. Чтобы не допустить такой ситуации и сохранить дебит на проектном уровне, нужно оптимизировать режим работы эксплуатационного фонда скважин. Для этого на крупнейших газовых месторождениях России применяют скважины, оборудованные лифтовыми колоннами из труб больших диаметров. При этом добыча газа ведется одновременно по центральной лифтовой колонне и основной лифтовой колонне, концентрически размещенным одна в другой. При этом вынос жидкости должен происходить по ЦЛК, а основная добыча газа — по межколонному пространству (МКП) между ЦЛК и ОЛК, отбор газа по которому регулируется при помощи клапана, управляемого автоматизированной системой.

Одним из таких газовых месторождений, где применяют скважины, оборудованные концентрическими лифтовыми колоннами, является Ямбургское месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург». На данном месторождении выявлены характерные факторы, осложняющие работу скважин и снижающие добычу газа. В основном они обусловлены следующими причинами:

- накопление жидкости в стволе скважины при дебите газа меньше критического;
- разрушение продуктивного пласта в призабойной зоне, вынос песка в ствол скважины, образование протяженной по высоте песчаной пробки на забое скважины в интервале перфорации.

Поэтому, для поддержания устойчивой работы скважин, было принято решение использовать технологию концентрических лифтовых колонн.

## 4.1 Выбор скважин

Скважинами-кандидатами для эксплуатации с использованием технологий КЛК, обеспечивающих вынос жидкости, являются скважины с признаками скопления жидкости. Критерием выбора скважин для перевода на эксплуатацию с помощью концентрических лифтовых колонн является наличие признаков скопления жидкости в скважине. Возможными признаками скопления жидкости на забое следует считать:

- наличие скачков давления, регистрируемых СТМ;
- неравномерная добыча и увеличение темпа снижения добычи;
- падение давления в НКТ (ЛК) при росте давления в затрубном пространстве;
- резкое изменение градиента давления по стволу скважины;
- подъем уровня барбатируемой жидкости в скважине.

Скважинами-кандидатами для удаления жидкости с забоя газовых скважин являются скважины с дебитом газа, недостаточным для непрерывного выноса жидкости.

## 4.2 Исходные данные для расчета

Данные геологопромысловых исследований представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Данные геологопромысловых исследований

№ п/п	Время исследования, мин	Диаметр шайб, мм	Давление гол., атм	Давление ДИКТ, атм	Давление затрубное, атм	Температура ДИКТ, °С	Давление забойное, атм	Депрессия, атм	Дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут
1	180	7,0	97,8	97,8	101,6	9,0	133,7	47,0	85
2	180	9,0	78,7	78,7	85,9	10,3	112,0	68,7	102
3	180	11,2	60,4	60,4	73,9	10,2	95,7	85,0	118
4	840	13,0	51,1	49,9	67,7	9,7	87,4	93,3	124
5	960	15,1	39,3	38,9	59,7	10,0	76,7	104,0	125

Данные по конструкции скважины:

1. Горизонт эксплуатации – НЕОКОМ;
2. Альтитуда скважины – 30,6;
3. Глубина и диаметр эксплуатационной колонны – 3400 м / 168 мм;
4. НКТ: глубина установки – 3251,5 м;
5. Диаметр – 114,0 мм.

Сведения о пласте:

1. Пластовое давление на середину интервала перфорации – 180,70 атм;
2. Температура – 80 °С.

Данные о составе флюида таблица 4.2:

Таблица 4.2 – Состав валанжинского газа из неокомских отложений

Компоненты	Молекулярная масса, кг/моль	% мольные
N <sub>2</sub>	28	0,68
CO <sub>2</sub>	44	0,3
CH <sub>4</sub>	16	89,64
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	4,54
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	1,99
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,48
n-C <sub>3</sub> H <sub>10</sub>	58	0,47
C <sub>5</sub> +	115	1,9

Технологию КЛК применяют при устойчивом снижении дебита ниже критического значения, при котором жидкость не выносится из скважины, что приводит к самозадавливаю, либо при скоплении в скважине жидкости, которая не выносится при существующем режиме (рис. 4.1). Технологию применяют как самостоятельно, так и совместно с другими технологиями эксплуатации самозадавливающихся скважин.



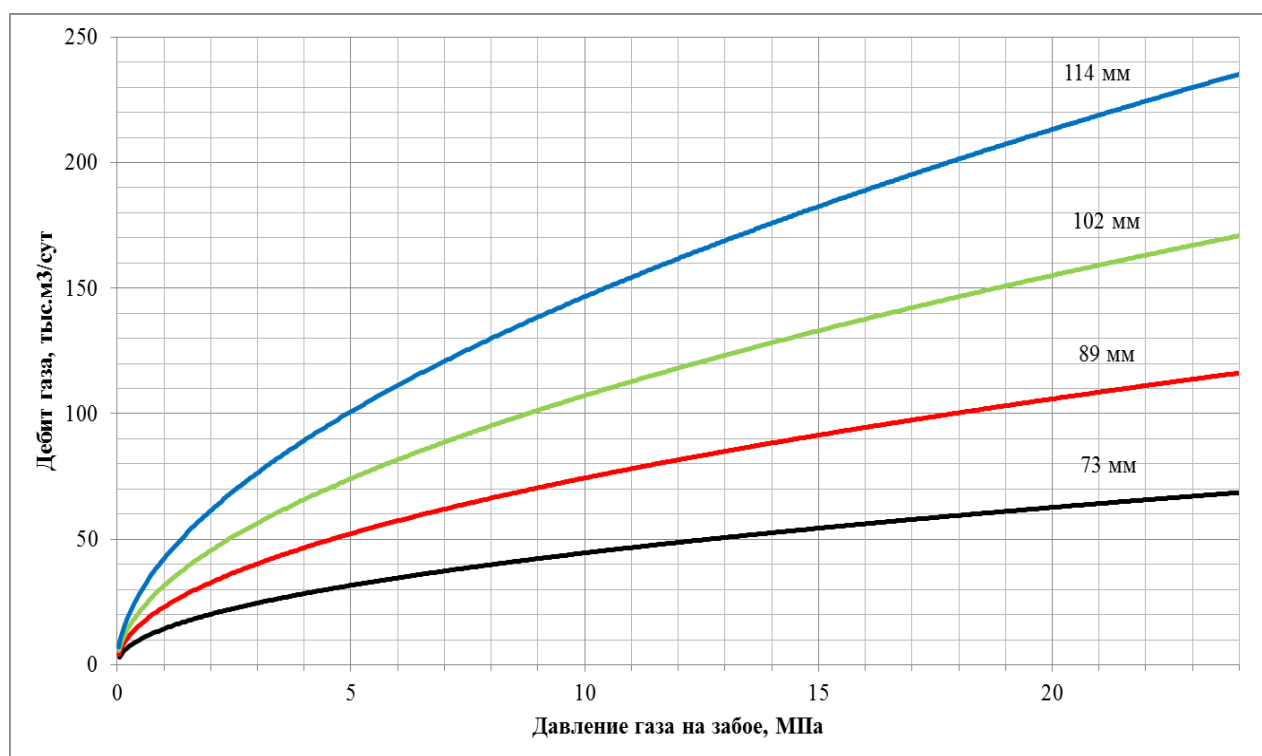


Рисунок 4.1– Среднесуточное значение дебита газа, при уменьшении которого целесообразно применение технологии КЛК (для различных  $D_y$  основной лифтовой колонны  $D_{olk}$ )

Проанализировав исходные данные из таблицы 4.1 и рисунок 4.1 можно сделать вывод, что при диаметре основной лифтовой колонны 114 мм дебит снижается ниже критического значения. Следовательно, для нашей скважины целесообразно применить технологию концентрических лифтовых колонн. Но чтобы наглядно увидеть эффективность применения КЛК, проведем моделирование в ПО PipeSim.

В настоящий момент данная скважина работает в технологическую систему сбора (газосборочный коллектор – шлейф) с суточным дебитом в  $115000 \text{ м}^3/\text{сут}$  при устьевом давлении 68 атм. Один раз в трое суток ее необходимо продувать на горизонтальную факельную установку с целью очистки забоя от накопившейся жидкости.

### 4.3 Моделирование процесса внедрения КЛК в ПО PipeSim

Модель скважины включает в себя участок пласта с вертикальной скважиной, устье, лифтовую колонну и точку анализа на забое, по которой

строятся индикаторная кривая притока и характеристическая кривая оттока (рис.4.2).

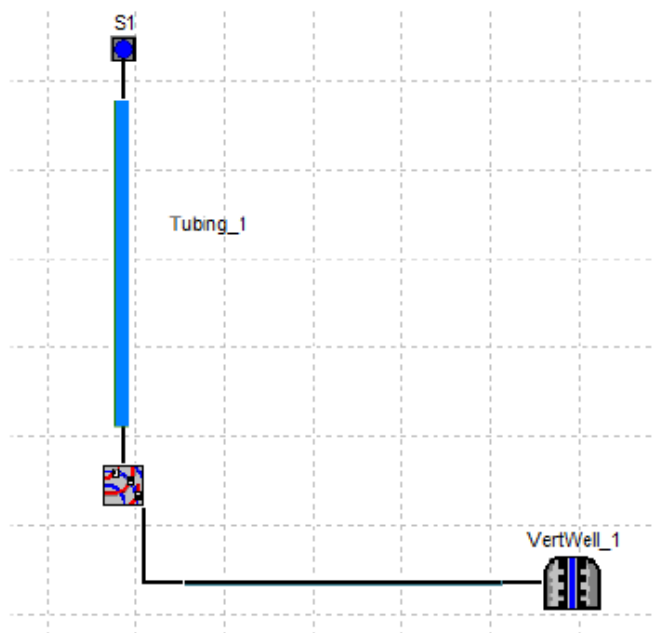


Рисунок 4.2 – Модель скважины в ПО PipeSim

Далее используется инструмент «Nodal Analysis» (метод узлового анализа). В данном методе скважинная система подразделяется обычно на две подсистемы, соединенные в некоей «узловой точке» с заданным местоположением. В первой подсистеме рассматривается фильтрация в пласте, то есть приток из пласта к первой узловой точке - забою скважины через возможные компоненты потерь давления. В последующей подсистеме рассматривается движение в стволе скважины, то есть отток от первой узловой точки до второй (до устья скважины или до сепаратора на поверхности). Для каждой подсистемы рассчитывается или задается давление в узловой точке и строятся независимые кривые в координатах «давление – дебит». Кривая для участка «пласт – узловая точка 1» называется кривой притока, а кривая для участка «узловая точка1- узловая точка 2» называется кривой оттока. В точке пересечения кривых притока и оттока давления для двух независимых кривых равны также, как и дебиты. Параметры точки показывают текущие значения скважины.

При построении модели пласта указываются данные о геологопромысловых исследованиях. Они включают в себя дебиты при различных режимах работы скважины, пластовое давление, температура. На основе этих данных строится кривая притока - индикаторная кривая скважины (рис. 4.3).

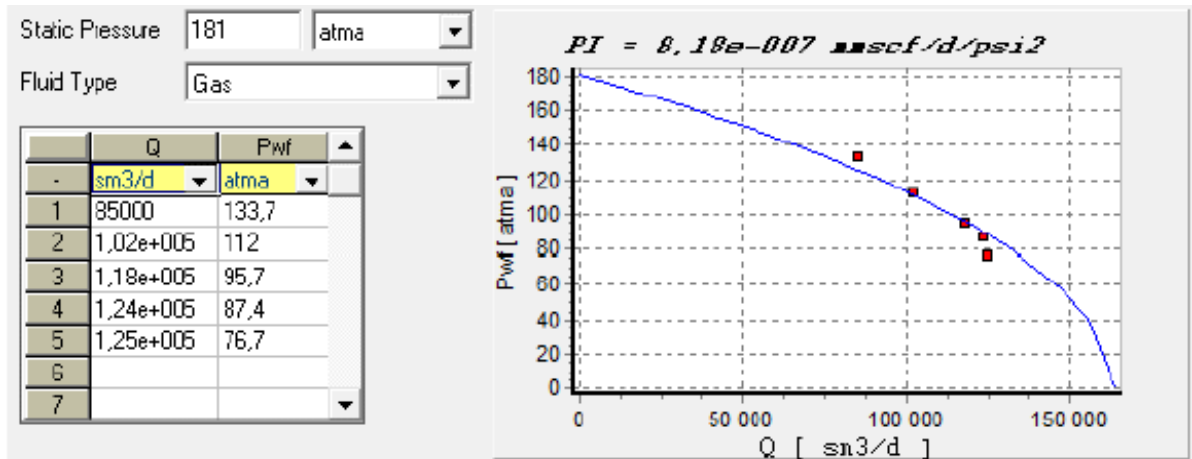


Рисунок 4.3 – Построение кривой притока

Далее для построения характеристической кривой оттока в модели лифтовой колонны указывается ее диаметр, глубина спуска до интервала перфорации, температура на устье и забое скважины (рис. 4.4).

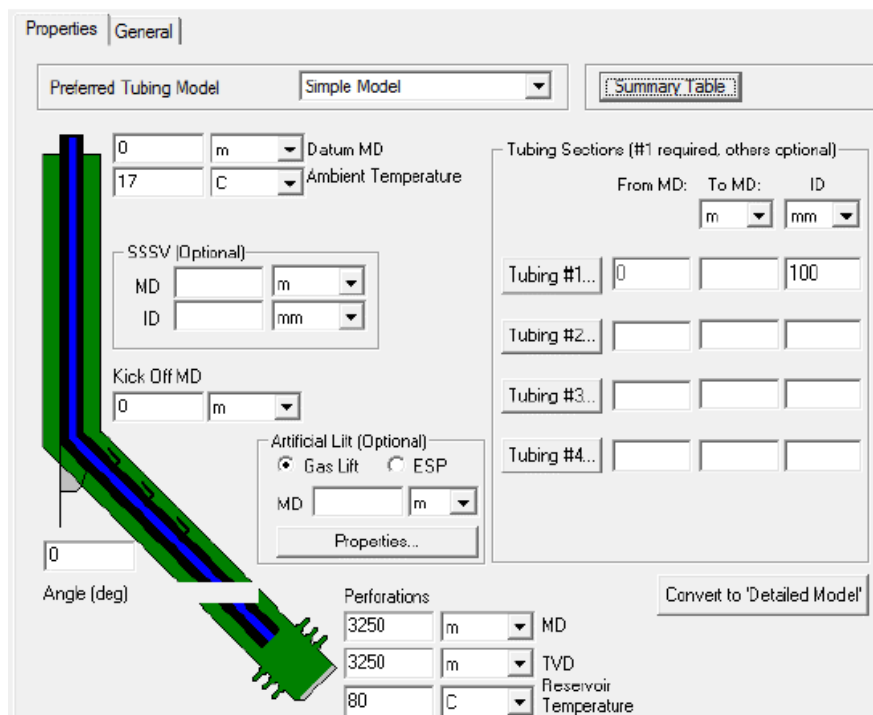


Рисунок 4.4 – Параметры лифтовой колонны

Так же в параметры состава газа вносятся его компонентные составляющие, а в качестве корреляционной модели для построения характеристических кривых выбирается корреляция Грея, как одна из наиболее точных моделей для газожидкостных подъемников.

С помощью инструмента “Nodal Analysis” строятся кривые притока и оттока на одном графике как зависимость дебита от давления на забое.

Необходимо построить диаграмму для лифтовой колонны диаметром 114мм (рис. 4.5) с давлением на устье 68 атм, как и в настоящий момент на месторождении.

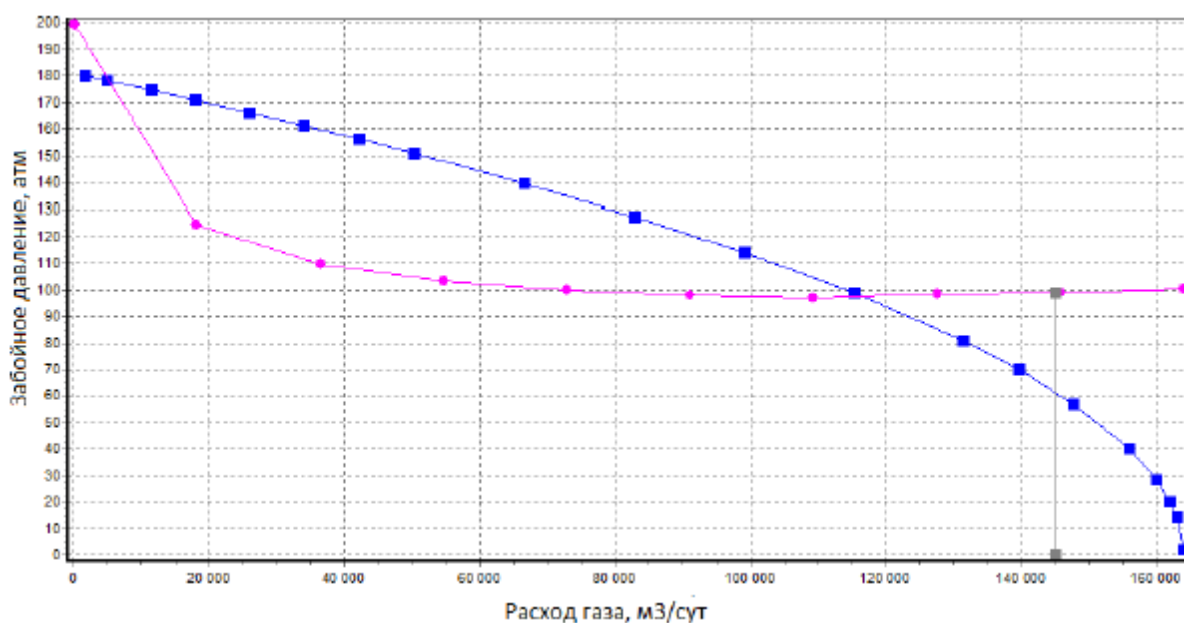


Рисунок 4.5 – Характеристическая и индикаторная кривая для скважины с диаметром лифтовой колонны 114 мм

В данном случае синяя кривая – кривая притока (индикаторная кривая), розовая – кривая оттока (характеристическая кривая лифтовой колонны), серая линия – минимальный расход при котором происходит вынос жидкости с забоя без ее накопления.

Пересечение кривой притока и оттока приравнивается к текущему давлению на забое (100 атм) и дебиту (117 тыс.м³/сут), с которым будет работать скважина на лифтовой колонне и устьевом давлении. Дебит составил 117000м³/сут, что не значительно отличается от реальных значений. Это говорит

о том, что использование данной модели возможно в настоящих условиях. Из графика также можно увидеть, что при данном значении дебита не происходит полного выброса жидкости с забоя скважины, для этого необходим дебит не менее 150 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Следовательно, при такой компоновке скважины происходит скопление жидкости на забое.

Для решения данной проблемы предлагается провести капитальный ремонт скважины со спуском дополнительной лифтовой колонны в скважину диаметром 60мм. Область самостоятельного применения технологии эксплуатации скважин по КЛК определяют граничным условием. Для выбранного  $D_{цлк}$  при закрытом МКП в рабочем диапазоне возможных колебаний давления в газосборном коллекторе дебит газа по ЦЛК должен превышать значение минимального дебита, при котором происходит вынос жидкости, в 1,1 - 1,2 раза (рис. 4.6).

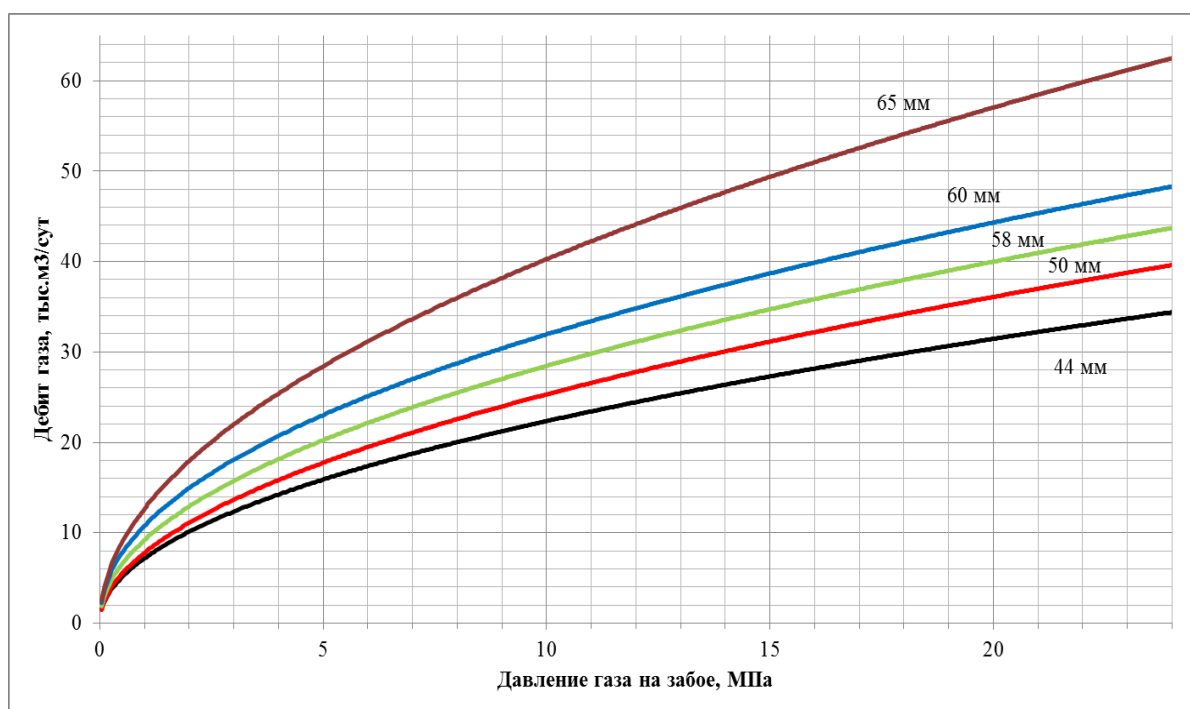


Рисунок 4.6 – Минимальное значение дебита газа при закрытом межкольцевом пространстве, при котором допустимо применение технологии (для различных диаметров центральной лифтовой колонны)

Для того чтобы спрогнозировать дебит и возможность выноса жидкости по ЦЛК из скважины, была построена дополнительная характеристическая кривая оттока для данной НКТ (рис. 4.7).

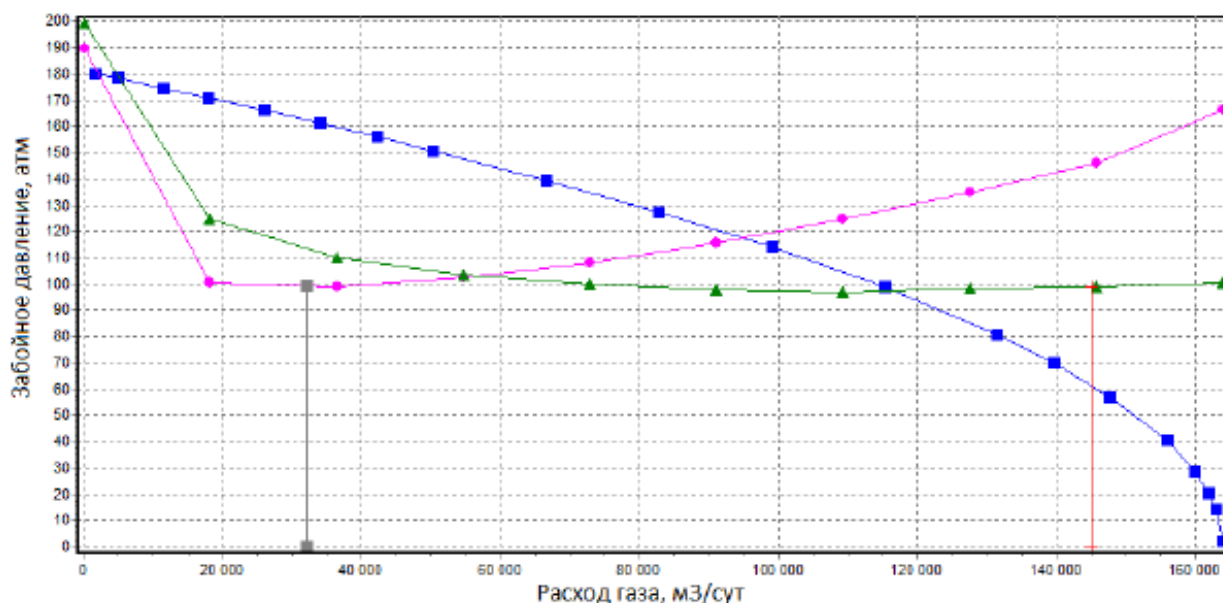


Рисунок 4.7 – Характеристическая и индикаторная кривая для скважины с диаметром лифтовой колонны 114мм (зеленым) и 60 мм (розовым)

Проанализировав график, можно сделать вывод о том, что при подъеме газа через колонну диаметром 60мм будет осуществляться вынос жидкости без скопления ее на забое, так как дебит равен 95 тыс м³/сут, а минимальный расход при котором происходит вынос жидкости соответствует 35 тыс м³/сут. Однако следует учесть тот факт, что из-за увеличения потерь на трение, дебит уменьшится.

Применяя технологию с компоновкой скважины концентрической лифтовой колонной возможно избежать данных потерь по дебитам. Для этого можно установить внутрь колонны диаметром 114мм другую колонну диаметром 60мм. При эксплуатации, в случае накопления жидкости на забое, межколонное пространство перекрывается и добыча ведется только через ЦЛК диаметром 60мм. После очистки забоя и призабойной зоны от жидкости межколонное пространство открывается на устье, и добыча ведется как по центральной лифтовой колонне, так и по кольцевому пространству МКП.

Для моделирования системы КЛК в PipeSim была использована стандартная однорядная лифтовая колонна НКТ с эффективным диаметром, эквивалентным двухрядной колонне, рассчитанный по формуле 4.1:

$$D_{\text{эф}} = \sqrt{D_{\text{ЭК}}^2 - d_{\text{Н}}^2 + d_{\text{ВН}}^2}, \quad (4.1)$$

где  $D_{\text{ЭК}}$  – внутренний диаметр основной лифтовой колонны;

$d_{\text{Н}}$  – наружный диаметр центральной лифтовой колонны;

$d_{\text{ВН}}$  – внутренний диаметр центральной лифтовой колонны.

$$D_{\text{эф}} = \sqrt{100^2 - 60^2 + 55^2} = 94,34\text{мм},$$

Следует учесть тот фактор, что после того, как забой очистится от жидкости по концентрической лифтовой колонне, газ будет двигаться без содержания в нем большой части жидкой фракции (воды, тяжелых углеводородов и т.д.), то есть в большей степени однофазный чем, двухфазный. Поэтому в начальных условиях, изменяется состав газа без содержания в нем воды и большей части тяжелых углеводородов.

После проделанных необходимых расчетов строится характеристическая кривая концентрической лифтовой колонны (рис. 4.8)

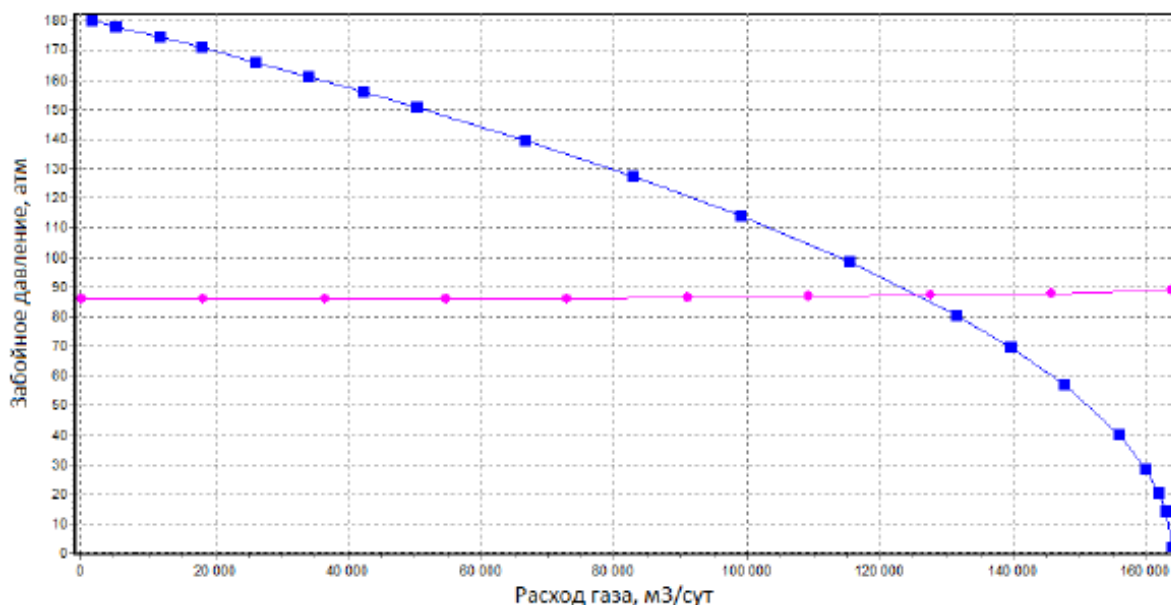


Рисунок 4.8 – Характеристическая и индикаторная кривая для концентрической лифтовой колонны

Спустив в лифтовую колонную дополнительную НКТ диаметром 60мм, появляется возможность избежать постоянных продувок, что позволяет избежать потери дебита по скважине, а также увеличить его до 125000 м<sup>3</sup>/сут за счет добычи необводненного газа сразу после очистки забоя с помощью ЦЛК.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Шулдяковой Виктории Викторовне

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - коэффициент доплат – 0,2; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации. Проведение SWOT- анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет сравнительной эффективности проекта

<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>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Д	Шулдякова Виктория Викторовна		

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проводится анализ существующего опыта применения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Однако применение данной технологии должно быть обосновано и подкреплено исследованиями, подтверждающими её эффективность для конкретных геолого-технических условий.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности исследования, включающего в себя сбор, анализ промысловой информации и результатов моделирования, на основании которого составляется проект технического перевооружения скважины.

Проект технического перевооружения скважины является основным руководящим документом при переводе скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

### 5.1 SWOT-анализ

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

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит, в том числе и от принятых действий, решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны (С)	Слабые стороны (Сл)
1. Комплексность исследования 2. Достоверность полученных данных 3. Актуальность исследования 4. Доступ к уникальным ресурсам	1. Высокая длительность проведения эксперимента 2. Высокая стоимость 3. Низкий спрос 4. Нехватка квалифицированного персонала

Продолжение таблицы 5.1

Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей 2. Возможность увеличения методов исследования 3. Создание конкуренции альтернативным способам исследования 4. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	1. Высокие затраты на реализацию 2. Выход на рынок нового конкурента, использующего более современные технологии исследования 3. Возможное снижение комплексности исследования

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	-	-
	В2	+	+	-	+
	В3	+	+	+	+
	В4	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 5.2, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: В1С1С2, В2С1С2С4, В3 С1С2С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	+	-	+
	В2	+	+	-	+
	В3	0	0	+	0
	В4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 5.3, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В1Сл1Сл2Сл4, В2Сл1Сл2Сл4, В3Сл3.

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	-
	У2	+	-	-	-
	У3	+	+	-	-

При анализе интерактивной таблицы 5.4, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и угрозы: У2С1, У3С1С2.

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	0	-
	У2	-	-	+	-
	У3	0	-	-	0

При анализе интерактивной таблицы 5.5, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и угрозы: У1Сл2, У2Сл3.

**Вывод:** заявленное исследование имеет высокую актуальность, т.к. на данный момент оно является инновационным. Это приведет к созданию конкуренции альтернативным способам проведения исследований и повысит количество заинтересованных заказчиков, произойдет увеличение возможных методов исследования. Совершенствование технологии позволит снизить длительность исследования и увеличить достоверность результатов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

## 5.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для

соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	Инженер
	7	Проведение практического расчета путем моделирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	Руководитель, инженер
Оформление отчета и составление проектной документации	10	Оформление расчетов и пояснительной записки	Инженер
	11	Публикация результатов исследования	Инженер
	12	Составление проектной документации	Руководитель, инженер

### 5.3 Разработка графика проведения исследовательской работы

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта, ввиду того, что данная тематика научного-исследования является специализированной.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором

работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

*2. Научно-исследовательские работы.* Этот этап работ включает анализ всей имеющейся промысловой информации. По результатам анализа составляется модель водоконденсатного притока. На основании данной модели происходит подбор диаметра и глубины спуска центральной лифтовой колонны. Далее происходит моделирование механических нагрузок, которые будут воздействовать на колонну в процессе спускоподъемных работ. На основании результатов моделирования дается обоснование необходимости проведения технического перевооружения скважины и составляется соответствующая проектная документация.

*3. Камеральные работы.* Камеральная обработка материалов включает: сбор и систематизацию промысловой информации о режиме работы скважины; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение карт; оформительские работы.

*Календарный план* — это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 5.7).



затраты времени и труда.

Таблица 5.8 – Виды и объемы проведения исследовательской работы

№	Виды работ	Объем		Условия производства работ	Вид оборудования
		Ед. изм	Кол-во		
1	Камеральные работы	Отчет	1	Обработка данных, анализ материала	ПЭВМ
2	Моделирование, расчетная часть	Модель	1	Составление модели водоконденсатного притока	ПЭВМ с программным обеспечением OLGA
		Отчет	1	Определение оптимального диаметра и глубины спуска ЦЛК	ПЭВМ с программным обеспечением OLGA
		Модель	1	Моделирование механических нагрузок на ЦЛК	ПЭВМ с программным обеспечением PipeSim
3	Камеральные работы	Проект	1	Составление проекта технического перевооружения скважины	ПЭВМ

#### 5.4.1 Расчет затрат на материалы для выполнения исследовательских работ

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

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{рас}xi} \quad (5.1)$$

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

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



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

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

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

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, ( $Z_m$ ), руб.
Бумага	Пачки	10	268	2680
Ручка	Шт.	12	15	180
Чернила для принтера	Мл	15	150	2250
Суммарная стоимость				5110
Итого, с учетом транспортных расходов				5876,5

#### **5.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования**

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., руб.	Общая стоимость оборудования, Зд, руб.
Программное обеспечение OLGA	1	653895	653895
Программное обеспечение PipeSim	1	324568	324568
Программное обеспечение MS Office	1	20258	20258
Итоговая стоимость специального оборудования			998721

Общие единовременные вложения на приобретение различного рода специального оборудования составили 998721 руб.

#### 5.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении исследования с целью составления проекта технического перевооружения скважины приведен в таблице 5.11. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Am = \frac{C_{перв.}}{СПИ}, \quad (5.2)$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев.

Таблица 5.11 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Сумма отчислений в месяц, руб.
Программное обеспечение OLGA	653895	3	60	10898
Программное обеспечение PipeSim	324568	3	60	5409
Программное обеспечение MS Office	20258	3	60	338
Итоговая сумма амортизационных отчислений				16645

В соответствии со сроками проведения исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение экспериментальных расчетов, амортизационные отчисления будут составлять 16645 руб.

#### 5.4.4 Расчет затрат на оплату труда

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

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя (старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом №16544 по НИ ТПУ и соответственно составляют 22700 и 30850 рублей.

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} , \quad (5.3)$$

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

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

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (5.4)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.5)$$

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

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 5.12).

Таблица 5.12 – Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.6)$$

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

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

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	30850	0,3	0,2	1,3	60157,5	2406,3	58	139565,4
Инженер	22700	0,3	0,2	1,3	47216	1888,64	126	237968,64
Итого $Z_{осн}$								377534

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующие в проекте, составили 377534 рублей.

#### 5.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников (таблица 26). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22% – на пенсионное страхование; 5,1% – на медицинское страхование; 2,9% – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (5.7)$$

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

Результаты вычислений приведены в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	139565,4	0,3	41869,62
Инженер	237968,64	0,3	71390,4
Итого Звнеб			113260

#### 4.4.6 Расчет накладных расходов

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

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * \sum_1^5 Z_i , \quad (5.8)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 * (5,876 + 16,645 + 377,534 + 113,26) = 82,13 \text{ тыс. руб.}$$

#### 5.4.6 Формирование бюджета затрат исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы приведено в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Расчет бюджета затрат исследовательской работы

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты	5,876
Амортизационные отчисления	16,645
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	377,534
Отчисления во внебюджетные фонды	113,26
Накладные расходы	82,13
Бюджет затрат	595,445

## 5.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности проводимого исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному эксперименту, проводившегося на базе частной химической компании Clariant AG. Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроков выполнения, использование более дорогостоящего оборудования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{р}i}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.9)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

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

$$I_{\text{финр}1} = 1.$$

$$I_{\text{финр}2} = 744/595,445 = 1,25;$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.10)$$

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

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (табл. 5.16).

Таблица 5.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

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

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

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

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

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

$$l_{финр}^a = l_m^a / l_{\phi}^a = 4,3 / 1,25 = 3,44.$$



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

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 5/3,44 = 1,45.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 5.17 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,3
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,44
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,45	

Сравнение на основании таблицы 5.17 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

### Выводы

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Конкурентоспособность с исследованиями-аналогами основывается на инновационной методической базе экспериментального моделирования. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 140 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 595,445 тысяч рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование.

Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Шулдяковой Виктории Викторовне

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Технико – технологическое обоснование оснащения газовых скважин концентрическими лифтовыми колоннами на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: концентрические лифтовые колонны. Область применения: фонд газовых скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;  – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; – Федеральные норма и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	Анализ вредных факторов рабочей среды: – отклонение показателей климата на открытом воздухе;

<p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– загазованность рабочей зоны;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека.</li> </ul> <p>Анализ опасных факторов рабочей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– электрический ток;</li> <li>– пожароопасность оборудования.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Атмосфера: выбросы, выхлопные газы;</li> <li>– Гидросфера: сбросы, утечка горючесмазочных материалов;</li> <li>– Литосфера: отходы, нарушение естественного залегания пород.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС: неконтролируемым выбросом газа и газового конденсата, а также связанного с возгоранием технологического оборудования по причине короткого замыкания.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пропуск газа и газового конденсата элементами фонтанной арматуры по причине разгерметизации соединений.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Шулдякова Виктория Викторовна		

## **6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В настоящее время наиболее распространенным осложнением, возникающим при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, является скопление жидкости на их забое. Наиболее перспективной технологией удаления жидкости с забоя скважины является перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

Объектом исследования в данной работе является технология концентрических лифтовых колонн, применяемая на скважине X Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Область применения технологии: фонд газовых скважин.

Административное положение места выполнения работ – Ямало-Ненецкий автономный округ.

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

#### **6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Ямбургское месторождение расположено в заполярной части Западно – Сибирской низменности, на Тазовском полуострове Ямало-Ненецкого автономного округа. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера [12].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут возникнуть в результате трудовой деятельности работников.
- обеспечение СИЗ.
- выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

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

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при проведении работ по техническому перевооружению скважины территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке вблизи кустовой площадки устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена [13].

## **6.2 Профессиональная социальная безопасность**

В процессе трудовой деятельности на организм человека оказывают неблагоприятное воздействие различные факторы производственной среды. Это воздействие является причиной возникновения у работника производственных травм и заболеваний. Для классификации возможных вредных и опасных факторов рабочей среды была создана система стандартов безопасности труда.

При выполнении работ по переводу скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн возникают следующие вредные и опасные факторы (табл. 6.1).

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ) [14]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1.Загазованность рабочей зоны;		+	ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [15];
2.Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [16];
3.Повышенный уровень шума и вибрации;	+	+	Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" [17]; СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [18];
4.Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;		+	Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [19];
5.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение» [20];
6. Электрический ток;	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [21];
7. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [22];
8.Пожароопасность оборудования.	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования [23].

### 6.2.1 Анализ вредных факторов рабочей среды

При проведении работ по техническому перевооружению скважины и последующего обслуживания управляющего комплекса источниками вредных факторов окружающей среды являются:

*- загазованность рабочей зоны*

При проведении работ, вследствие разгерметизации технологического оборудования, применение которого необходимо для спуска ЦЛК без глушения скважин, а также негерметичности элементов фонтанной арматуры, может происходить выброс природного газа в рабочую среду из скважинного пространства. Кроме того, для недопущения процесса гидратообразования фонтанной арматуре и сборном шлейфе, применяется метанол.

Метанол (метиловый спирт) в организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. При испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м<sup>3</sup>. Класс опасности III [15].

В качестве индивидуальных средств защиты при проведении работ могут применяться противогазы, защитные очки и маски.

В качестве коллективных средств защиты используют газоанализаторы, показывающие загазованность окружающей среды и устройство вытяжной местной вентиляции.

*- отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Выполняемые работы проводятся преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха ниже 45 °С и скорость ветра более 2 м/с [16].

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефте- непроницаемостью.

Средства коллективной защиты: мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени



работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

*- повышенный уровень шума и вибрации*

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса, а также спуску центральной лифтовой колонны на организм обслуживающего персонала воздействуют вибрация и шум. Их источниками являются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, разнообразные машины и механизмы. Уровень шума при проведении работ может достигать 82 дБ. Работы по техническому перевооружению скважин попадают под категорию №3 и характеризуются снижением производительности труда [17].

Средствами индивидуальной защиты от повышенного вибрационного и шумового воздействия являются виброзащитные перчатки и рукавицы, виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь, шумоподавляющие наушники.

В таблице 6.2 приведены нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки для рабочего персонала при проведении данного типа работ.

Таблица 6.2 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки [18].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X0, Y0							
	виброускорения				виброскорости			
	м*с <sup>-2</sup>		дБ		м*с <sup>-2</sup> *10 <sup>-2</sup>		дБ	
	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	В 1/3– окт.	В 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.
1,6	0,09		99		0,9		105	
2,0	0,08	0,14	98	103	0,64	1,3	103	108
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,1	95	100	0,23	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,11	95	101	0,12	0,22	87	93
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09		99		0,12		87	
16,0	0,112	0,20	101	106	0,12	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,12		87	

Продолжение таблицы 6.2

25,0	0,18		105		0,12		87	
31,5	0,22	0,40	107	112	0,12	0,20	87	92
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355		111		0,12		87	
63,0	0,445	0,80	113	118	0,12	0,20	87	92
80,0	0,56		115		0,12		87	

К коллективным средствам защиты относят установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент и применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

*- недостаточная освещенность рабочей зоны*

При низкой освещенности рабочего место повышается утомляемость обслуживающего персонала, увеличивается риск получения производственной травмы. Данные работы проводятся на открытом пространстве в условиях естественного освещения. Освещённость зависит от погодных условий, а длительность естественного освещения зависит от времени года и суток. Поэтому возникает потребность в использовании искусственного освещения, когда естественного освещения оказывается недостаточно для проведения работ. Искусственное освещение рабочего пространство проводится с использованием прожекторов и ламп в вызыво- и пожаробезопасном исполнении. Необходимая освещенность устья скважины, лебедки подъемного агрегата – 50 люкс [20].

*- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека*

В процессе проведения работ, в организм человека может произойти попадание токсичных веществ. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом: на коже возникает дерматит; при попадании в глаза происходит сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): очки защитные, резиновые перчатки, спецодежда.

## 6.2.2 Анализ опасных факторов рабочей среды

К опасным производственным факторам при проведении работ по техническому перевооружению скважины относятся:

*- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования*

При проведении работ по спуску центральной лифтовой колонны и монтажу верхней части фонтанной арматуры используется различное оборудование и техника, в составе которых имеются движущиеся механизмы: колтюбинговый агрегат, инжектор, барабан. Поэтому существует риск получения производственной травмы в результате воздействия на организм человека подвижных частей производственного оборудования. При работе с таким оборудованием и техникой должна производиться: плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Коллективными средствами защиты являются ограждения, выполненные в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны выполнены таким образом, чтобы исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением [22].

*- электрический ток*

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса существует риск поражения персонала электрическим током. Они возникают при контакте с токоведущими частями, при попадании в поле растекания тока по земле, при пробое электроизоляции [21].

На минимизации существующего риска технологическое оборудование должно удовлетворять следующим требованиям: обеспечение недоступности токоведущих частей; технологическое оборудование должно быть заземлено; персонал при проведении работ по обслуживанию оборудования должен иметь

индивидуальные средства защиты: резиновые перчатки, диэлектрические коврики.

*- пожароопасность оборудования*

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый [15].

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

### **6.3 Экологическая безопасность**

#### **6.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

В период проведения работ по техническому перевооружению скважин основным мероприятием, направленным на защиту атмосферного воздуха от загрязнения, является строгое соблюдение границ отвода земель, полное исключение бессистемного движения автотранспорта и спецтехники вне дорог и территории землеотвода и строгое соблюдение технологии выполнения работ.

Такие мероприятия, как своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов автотранспорта и строительной техники, контроль токсичности выхлопных газов автотранспорта и строительной техники, регулировка и ремонт двигателей внутреннего сгорания в случае превышения нормативных величин также позволит сократить выбросы загрязняющих веществ.

Основными веществами, загрязняющими атмосферный воздух при выполнении работ по техническому перевооружению скважин, будут являться оксиды азота и углерода.

С целью охраны атмосферного воздуха в местах проживания населения устанавливаются санитарно-защитные зоны. Размеры таких санитарно-защитных зон определяются на основе расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе и в соответствии с санитарной классификацией организации.

### **6.3.2 Мероприятия по охране водных объектов**

Природные воды (как поверхностные, так и подземные) являются одним из наиболее мобильных компонентов окружающей среды, неизбежно испытывающим воздействие от любого техногенного объекта и распространяющим это воздействие на другие элементы ландшафта (почвы, геологическую среду и т.д.). В процессе закачки (при условии соблюдения требований экологической безопасности и своевременном выполнении профилактических и ремонтных работ) негативное влияние на поверхностные воды, как правило, отсутствует. Попадание загрязняющих веществ, содержащихся в закачиваемых водах, в поверхностные водные объекты может быть связано исключительно с аварийными ситуациями, вызывающими разлив закачиваемых жидкостей и их последующий смыв с загрязненной территории.

Скважины, подлежащие техническому перевооружению, располагаются на площадках существующих кустов скважин. Кусты скважин отсыпаны, оканавлены. Таким образом, в случае аварийных разливов пластовой жидкости и ингибитора гидратообразования, загрязнение локализуется в пределах куста скважин, попадание загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты практически исключается.

### **6.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира**

Поскольку работы по техническому перевооружению скважин будут осуществляться на существующих площадках кустов скважин, воздействие на земельные ресурсы, растительный и животный мир района работ является минимальным. Участки производства работ уже претерпели антропогенную трансформацию: изменен рельеф, уничтожен растительный покров на участках земель, отведенных в постоянное пользование.

Таким образом, к основным видам воздействия на земли, растительный и животный мир в процессе технического перевооружения скважин можно отнести возможное загрязнение и захламление прилегающей к кустам скважин территории, а также усиления фактора беспокойства для представителей фауны.

В качестве мероприятий по охране земель и почвенно-растительного покрова рекомендуются: соблюдение границ постоянного и временного отвода земель при техническом перевооружении и эксплуатации скважин; оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов; исключение сброса любых сточных вод и отходов при проведении работ на рельеф и в водные объекты; слив отходов горюче-смазочных материалов (ГСМ) должен производиться в специально оборудованные ёмкости.

## **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.**

В ходе проведения работ по спуску центральной лифтовой колонны, существует риск неконтролируемого выброса газа или газового конденсата из скважинного пространства в рабочую зону. Наличие электрооборудования, двигателей внутреннего сгорания, различных механизмов в непосредственной

близости от фонтанной арматуры скважины, может привести к взрыву, в зависимости от концентрации взрывоопасного газа в воздухе.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: нарушение герметичности уплотнительных соединений технологического оборудования; возникновение в технологическом оборудовании напряжений, превышающие расчетные значения; механические повреждения оборудования, которые могут возникнуть в ходе проведения работ.

#### **6.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.**

Первоочередные действия персонала при ликвидации аварийных ситуаций: при проявлении газа или газового конденсата в процессе проведения работ необходимо предупредить всех членов бригады; сообщить об аварии руководству согласно установленной очередности по списку оповещению. Вызвать специалистов для ликвидации аварии; оценить обстановку, в зависимости от степени опасности ситуации принять неотложные меры по герметизации устья скважины; устранить любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы; определить опасную зону и остановить все работы в этой зоне. при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

#### **Выводы к разделу социальная ответственность:**

Основной задачей организации труда в области организации рабочих мест является достижение рационального сочетания компоновки рабочего места, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав существующий опыт внедрения технологии концентрических лифтовых колонн на скважинах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, можно сделать вывод о том, что применение технологии КЛК позволяет существенно продлить срок эксплуатации «самозадавливающихся» скважин, сделать процесс выноса жидкости с их забоя контролируемым и управляемым, а также поддерживать стабильный режим работы скважины в течение всего срока ее эксплуатации даже при большом объеме водоконденсатного притока.

Чтобы оценить эффективность применения данной технологии, необходимо смоделировать скважину и оценить параметры до и после применения технологии концентрических лифтовых колонн. Также с помощью программного комплекса возможно подобрать необходимый диаметр центральной лифтовой колонны, по которой будет происходить удаление жидкости с забоя скважины.

Применение концентрической лифтовой колонны на скважине X позволило отказаться от проведения ежедневных технологических продувок, увеличить дебит скважины с 117000 м<sup>3</sup>/сут. до 125000 м<sup>3</sup>/сут., и, в целом, продлить срок ее эксплуатации. Установка автоматического управляющего комплекса позволяет снизить трудоемкость обслуживания наземного оборудования скважины, дистанционно контролировать параметры режима работы скважины и оперативно реагировать на их изменения.

Внедрение данной технологии особенно эффективно на месторождениях, находящихся на поздней и завершающей стадиях разработки, ввиду увеличения фонда самозадавливающихся газовых и газоконденсатных скважин. Поэтому в настоящее время перспективы развития технологии КЛК неразрывно связаны с её внедрением в качестве способа удаления жидкости с забоя газовых скважин.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Васильев В. Г. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. М.: Недра, 1975. 527 с.
2. Епрынцева А. С. и др. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи //Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – №. 16 (135).
3. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012г. – 272с.
4. Рагимов Т. Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин уренгойского месторождения //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – №. 5-6.
5. Шулятиков И.В. Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин, диссертация кандидата технических наук. - Москва, 2007г.- 112с.
6. Саранча А. В., Левитина Е. Е., Есиков С. Н. Применение различных технологий эксплуатации самопроизвольно останавливающихся газовых скважин на месторождениях крайнего севера //Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – №. 3.
7. Дикамов Д. В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки : дис. – Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, 2011.
8. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М., 2016г. – 272с.
9. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки, автореферат диссертации кандидата технических. - Москва, 2011г. - 25с.

- 10.Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам, Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29с.
- 11.Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ, 08.012.3–ТХ–5.7.8, 2010г. – 29с.
- 12.«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.
- 13.СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"
- 14.ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ - Опасные и вредные факторы. Классификация
- 15.Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03., 30 апреля 2003г. – 201 с.
- 16.МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях;
- 17.Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
- 18.СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
- 19.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
- 20.СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»
- 21.ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 22.ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные
- 23.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования