


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
«Особенности применения концентрических лифтовых колонн при эксплуатации скважин на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)»

УДК 622.276.054.3(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Присмотров Константин Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н., профессор		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск - 2019

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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-4.2а) (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), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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)
<i>в области проектной деятельности</i>		
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-3с), (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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Присмотров Константин Васильевич

Тема работы:

«Особенности применения концентрических лифтовых колонн при эксплуатации скважин на Северо-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.03.2019 г. № 2022/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ul style="list-style-type: none"> 2.1 Краткая геолого-стратиграфическая характеристика разреза 2.2 Тектоника 2.3 Нефтегазоносность 3.1 Причины накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин 3.2 Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин 3.3 Сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя скважины 3.4 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам 3.5 Описание технологии концентрических лифтовых колонн
---------------------------------	--

	<p>4.1 Геолого-техническая информация по скважине X Северо-Уренгойского НГКМ</p> <p>4.2 Описание изменения фонтанной арматуры</p> <p>4.3 Определение наружного диаметра компоновки ЦЛК</p> <p>4.4 Проверка характеристик механической прочности ЦЛК при проведении спускоподъемных операций</p> <p>4.5 Анализ результатов применения технологии КЛК</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ существующего опыта внедрения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации скважин Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на примере скважины X. Оценка перспектив развития технологии.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Кащук Ирина Вадимовна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1 Общие сведения о Северо-Уренгойском НГКМ
2 Геолого-геофизическая характеристика Северо-Уренгойского НГКМ
3 Особенности применения технологии концентрических лифтовых колонн
4 Анализ опыта внедрения технологии КЛК на скважине X Северо-Уренгойского НГКМ
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
6 Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н., профессор		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Присмотров Константин Васильевич		

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 (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2019	<i>Общие сведения о Северо-Уренгойском НГКМ</i>	10
10.04.2019	<i>Геолого-геофизическая характеристика Северо-Уренгойского НГКМ</i>	15
21.04.2019	<i>Особенности применения технологии концентрических лифтовых колонн</i>	25
05.05.2019	<i>Анализ опыта внедрения технологии КЛК на скважине X Северо-Уренгойского НГКМ</i>	20
15.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
18.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н., профессор		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страницы, 18 рисунков, 26 таблиц, 22 источника.

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

Объект исследования - скважина X Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО).

Целью выпускной квалификационной работы является анализ опыта внедрения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации скважины X Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и оценка перспектив дальнейшего развития данной технологии.

В процессе исследования был проведен отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, проанализированы причины накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин, проведена сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя, описана технология перевода скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

В результате исследования весь отобранный материал был переработан и подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом, графоаналитическом и графическом исполнении. В заключении был сделан вывод о перспективах применения данной технологии при эксплуатации осложненного фонда газовых и газоконденсатных скважин.

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.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КЛК – концентрические лифтовые колонны

ЦЛК – центральная лифтовая колонна

МКП – межкольцевое пространство

АУК – автоматический управляющий комплекс

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИ – гидродинамические исследования

ГКИ – газоконденсатные исследования

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ПЗП – призабойная зона пласта

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОМ НГКМ	11
2 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО НГКМ	13
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	13
2.2 Тектоника.....	15
2.3 Нефтегазоносность.....	15
3 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН.....	17
3.1 Причины накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин.....	17
3.2 Анализ существующих способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин.....	20
3.3 Сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя скважины.....	26
3.4 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам.....	27
3.5 Описание технологии концентрических лифтовых колонн.....	28
4 АНАЛИЗ ОПЫТА ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КЛК НА СКВАЖИНЕ X СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО НГКМ.....	38
4.1 Геолого-техническая информация по скважине X Северо-Уренгойского НГКМ.....	38
4.2 Описание изменений в наземном и подземном оборудовании скважины.	40
4.3 Определение наружного диаметра компоновки ЦЛК.....	41
4.4 Проверка характеристик механической прочности ЦЛК при проведении спускоподъёмных операций.....	43
4.5 Анализ результатов применения технологии КЛК.....	46
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
5.1 SWOT-анализ.....	49
5.2 Планирование научно-исследовательской работы. Структура работ в рамках научного исследования.....	51
5.3 Разработка графика проведения исследовательской работы.....	52
5.4 Бюджет научного исследования.....	54
5.4.1 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы ..	55

5.4.2	Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования	56
5.4.3	Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	57
5.4.4	Расчет затрат на оплату труда.....	58
5.4.5	Расчет отчислений во внебюджетные фонды	60
5.4.6	Расчет накладных расходов.....	60
5.4.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы.....	61
5.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	61
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
6.1	Профессиональная социальная ответственность.....	67
6.1.1	Анализ вредных факторов рабочей среды.....	68
6.1.2	Анализ опасных факторов рабочей среды.....	72
6.2	Экологическая безопасность.....	74
6.2.1	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	74
6.2.2	Мероприятия по охране водных объектов	75
6.2.3	Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира	75
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
6.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	77
6.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	81
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	83

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наиболее распространенным осложнением, возникающим при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, является скопление жидкости на их забое. Скопившаяся жидкость оказывает негативное воздействие на призабойную зону пласта и является причиной преждевременного вывода скважины из действующего эксплуатационного фонда. Интенсивность процесса накопления жидкости на забое скважины возрастает на поздних стадиях разработки месторождений. К примеру, специалисты ВНИИГАЗ прогнозируют, что к 2030 году на Уренгойском месторождении доля скважин, на забое которых происходит накопление жидкости, составит 72% от эксплуатационного фонда скважин. Таким образом, для продления срока эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, на забое которых отсутствуют необходимые условия для выноса жидкости на поверхность, необходимо применение технологий удаления жидкости с забоя. Наиболее перспективной на данный момент технологией является перевод скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время и в ближайшей перспективе существует необходимость в применении эффективных технологий для удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин, ввиду интенсивного увеличения доли осложненного эксплуатационного фонда скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки (например, Уренгойское и Медвежье уникальные месторождения).

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОМ НГКМ

Северо-Уренгойское месторождение открыто в 1966 г. Его территория находится на юге Тазовского полуострова, в северной части Западно-Сибирской низменности.

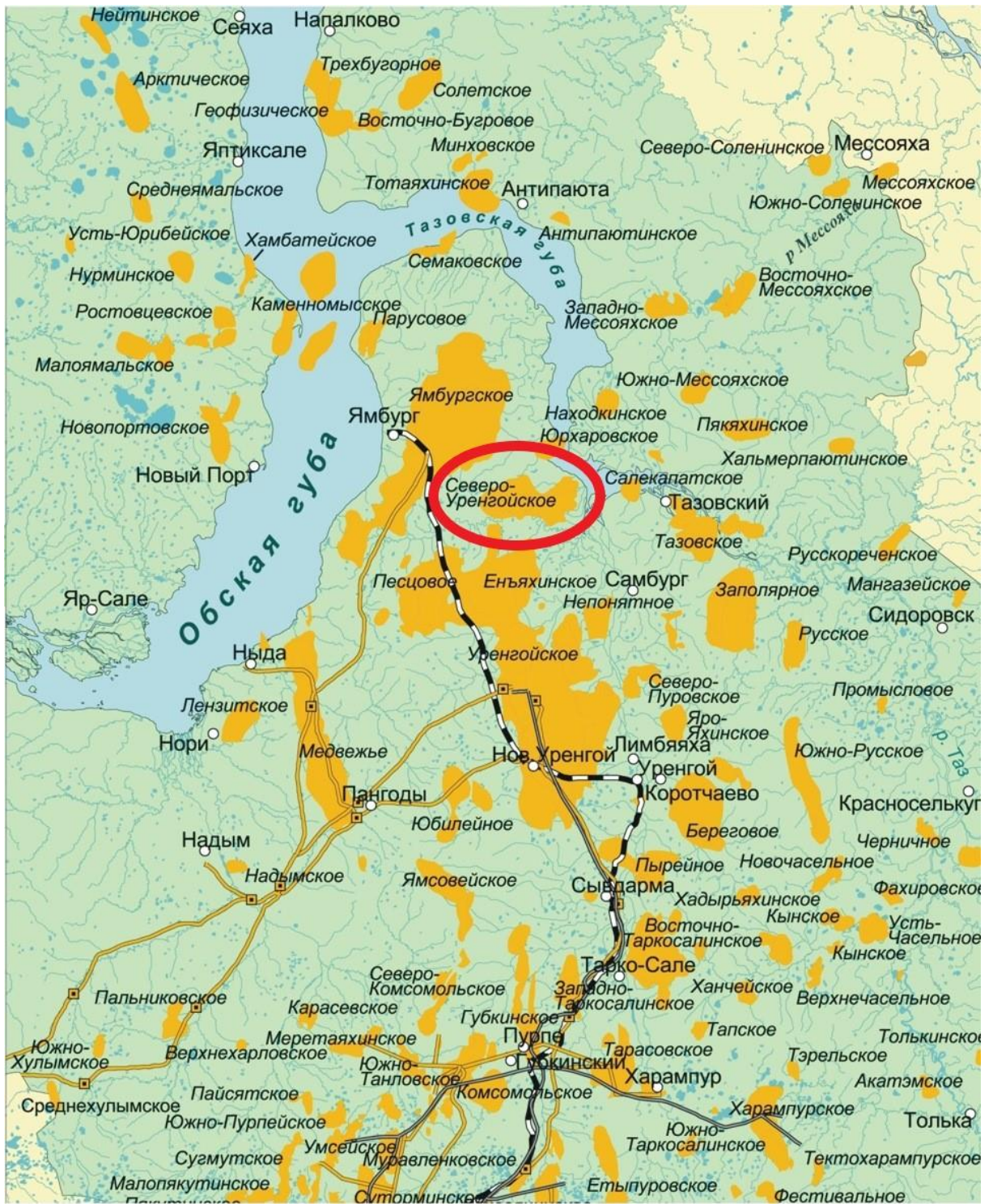
В административном отношении Северо-Уренгойское НГКМ находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (Рисунок 1.1).

Поверхность территории почти полностью (до 80 %) заболочена и заозерена. Климат резко континентальный, с холодной зимой и коротким прохладным летом. Средняя температура зимой составляет минус 17 °С. Самые холодные месяцы – декабрь, январь, февраль. В эти месяцы морозы достигают отметок от минус 50 °С до минус 55 °С, часто сопровождаясь сильными ветрами. Продолжительность устойчивых морозов в среднем составляет 205 дней в году. Безморозный период – с середины июня до середины сентября. Самый теплый месяц – июль. Его средняя температура колеблется от 6 °С до 15 °С. Среднегодовая температура района изменяется в пределах от минус 7,5 °С до минус 8,5 °С. Годовое количество осадков составляет от 300 до 400 мм/год, причем основная их доля приходится на теплое время года.

Продолжительная и холодная зима благоприятствует накоплению и сохранению снежного покрова. Толщина снежного покрова в понижениях рельефа на рассматриваемой площади составляет 1 – 2 м.

Многолетнемерзлые породы имеют повсеместное распространение в данном районе. Строение многолетнемерзлых пород изменяется от монолитного (на севере Уренгойского месторождения) до сложного (в долинах на юге), их минимальные температуры изменяются соответственно от минус 5 °С до минус 2,8 °С.

Абсолютные отметки рельефа площади колеблются от 35 м до 60 м.



Условные обозначения:

- | | |
|--|--|
|  - нефтепроводы |  - железные дороги |
|  - газопроводы |  - месторождения |
|  - газоперекачивающие станции |  - границы Ямало-Ненецкого автономного округа |

Рисунок 1.1 - Географическое расположение Северо-Уренгойского НГКМ

2 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На месторождении скважинами вскрыт разрез, начинающийся со среднеюрских пород. Более древние отложения палеозойского, триасового и нижнеюрского возраста пройдены скважинами на соседних месторождениях и в Тюменской сверхглубокой скважине СГ-6, пробуренной восточнее Уренгойского месторождения в пределах Коротчаевской котловины. На графическом приложении представлен сводный геологический разрез Северо-Уренгойского месторождения (Рисунок 2.1).

Юрская система представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Меловая система, состоящая из шести свит, подразделяется на две литологические формации:

- нижнемеловую, состоящую в нижней части из неравномерного чередования песчано-алевритовых и глинистых пород светло-серого и серого цвета, а в верхней части - из неравномерного переслаивания алевролито-песчаных пластов с глинистыми разностями;
- верхнемеловую, сложенную глинами, являющимися региональной крышкой сеноманского продуктивного горизонта. Толщина крышки достигает 883 м.

С верхней частью нижнемеловых и нижней частью верхнемеловых образований (апт-сеноман) связан основной продуктивный горизонт - сеноманский. Горизонт залегает на глубинах 1124-1234,8 м. Его общая толщина составляет около 111 м.

Палеогеновая система, состоящая из четырех свит, представлена преимущественно глинистыми отложениями, а в верхней части песками. Общая толщина палеогена достигает 573 м. Четвертичная система, залегающая несогласно на размытой поверхности палеогеновых отложений, сложена в основном сероцветными, иногда бурыми терригенными породами: песками,

глинами, суглинками, с включениями гальки, гравия. Толщина четвертичных отложений изменчива - от 50 до 100 м.

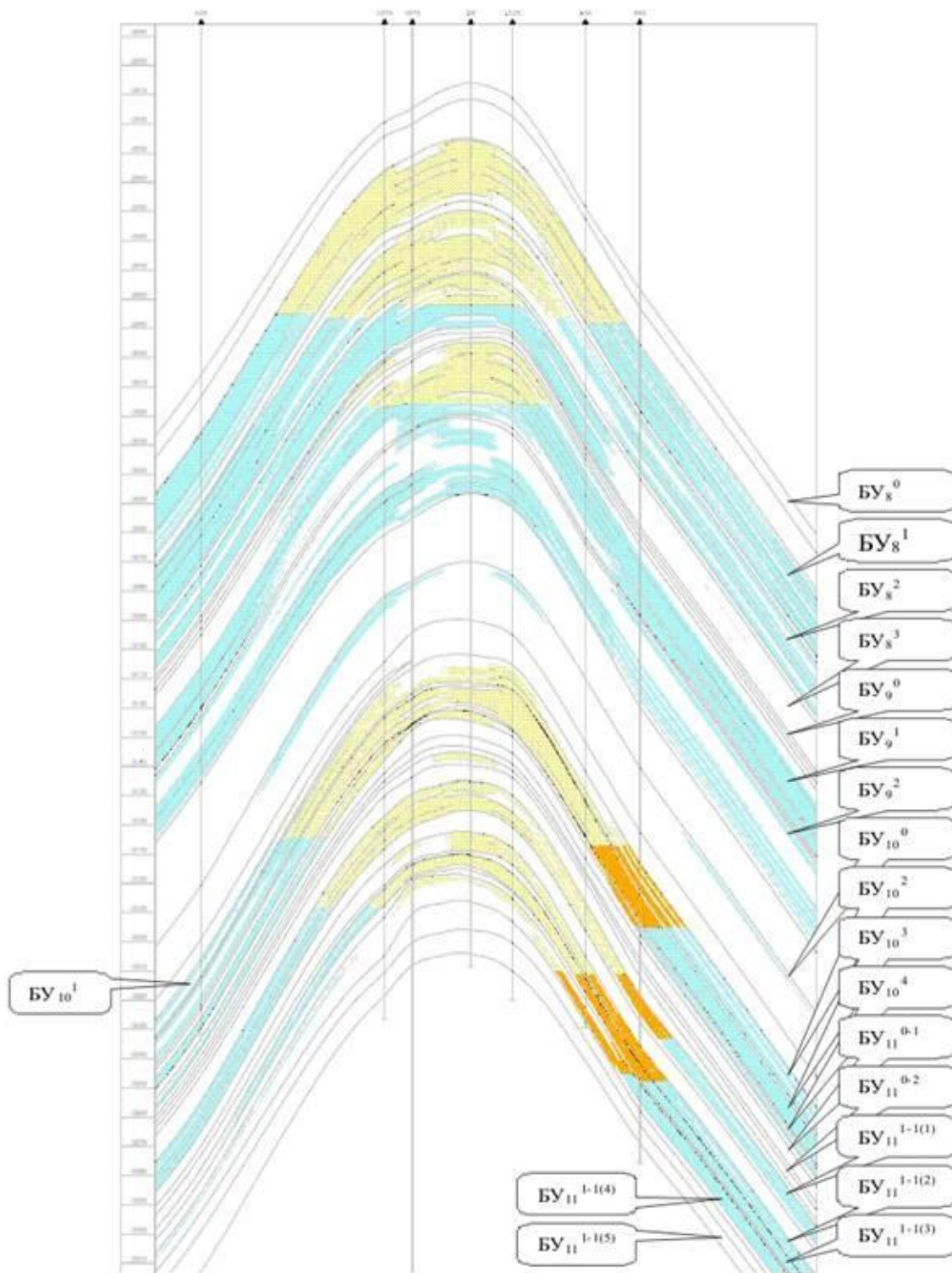


Рисунок 2.1 - Сводный геологический разрез Северо-Уренгойского месторождения

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении Северо-Уренгойское поднятие располагается в северной части Надым-Тазовской синеклизы в пределах Оликуминского вала.

Оликуминский вал расположен севернее Уренгойского вала и ограничен на юге Южно-Оликуминской впадиной, на западе – Западно-Оликуминской котловиной, на севере – Южно-Юрхаровским прогибом, на востоке – Восточно-Оликуминским прогибом. Оликуминский вал и окружающие его вышеназванные структуры входят в состав Хадуттэйской впадины.

Хадуттэйская впадина отделяется от Уренгойского и Медвежье-Ямбургского вала глубинными разломами, достигающих мантии. Такое же ограничение имеется с востока, где расположен Уренгойско-Колтогорский глубинный разлом.

Современное представление о структурных планах мезозойских отложений рассматриваемого поднятия изучено по девяти отражающим горизонтам, в том числе: «Б» - верхняя юра, «Н300» - неоком, «Н100» - готерив-валанджин, «М» - апт, «Г» - сеноман.

2.3 Нефтегазоносность

Северо-Уренгойское месторождение находится в Надым-Пуровской нефтегазоносной области, в пределах которой нефтегазоносность установлена в четырех нефтегазоносных комплексах (апт-сеноманский, неокомский, ачимовский, нижнесреднеюрский, в верхнеюрском – только признаки нефтегазоносности).

Основные запасы газа приурочены к верхней части покурской свиты (сеноманский ярус). Здесь выявлена гигантская газовая залежь массивного типа, включающая в себя газовые залежи Уренгойского (Уренгойская, Ен-Яхинская,

Песцовая и Западно-Песцовая площади) и Северо-Уренгойского месторождений, являющаяся основным объектом разработки.

По сходству фациальных условий накопления осадков, формирования в них ловушек и залежей нефти, газа и газоконденсата в Уренгойском районе выделяется снизу вверх пять нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский.

Этаж нефтегазоносности на Западном поднятии составляет 334 м, на Восточном – 1243 м. На западном куполе в нижней части продуктивного разреза, в пластах БУ₁₀-БУ₁₁, выделены 12 блоков; выше, в пачке пластов БУ₈, сохраняются только два дизъюнктивных нарушения, образующих три блока. Однако нумерация блоков в пластах БУ₈¹⁻³ западного купола сохраняется единой с блоками в пластах БУ₁₀-БУ₁₁. Промышленная эксплуатация Северо-Уренгойского месторождения началась в сентябре 2001 г., когда на I объекте Западного купола были введены скважины №1023, 1024, 1025, 1026.

Промышленная эксплуатация Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения началась в ноябре 2013 г., с запуска 13 скважин (№2013, 2014а, 2032, 2033а, 2034а, 2035, 2036, 2041а, 2054, 2055, 2056, 2065, X) II, III, IV, V объектов разработки.

Разработка Северо-Уренгойского месторождения ведется на режиме истощения, который обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи, возможность изменения в широких пределах темпов отбора газа и конденсата. Месторождение вышло на максимальный проектный уровень добычи и находится в стадии постоянной добычи [1].

По состоянию на 01.01.2015 г. в промышленной эксплуатации находятся 19 газоконденсатных залежей, сгруппированных в 7 эксплуатационных объектов. Эксплуатационный фонд составляет 90 скважин, действующий фонд - 86 скважин. На 01.01.2015 г. по Северо-Уренгойскому нефтегазоконденсатному месторождению накопленный отбор «сухого» газа составил 55,720 млрд.м³, стабильного конденсата – 6,317 млн.т.

3 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

3.1 Причины накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин

В процессе эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений происходит накопление жидкости на их забое. Это явление вызывает множество различных осложнений при эксплуатации. Причины, обуславливающие скопление жидкости, могут быть разнообразными. В то же время состав скопившейся жидкости и характер воздействия, которое она оказывает на призабойную зону пласта, индивидуальны для каждой конкретной скважины. Скопившаяся жидкость может разрушать цемент горной породы-коллектора, ухудшая при этом фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны и повышая содержание механических примесей в продукции скважины, которые негативно влияют на наземное и подземное оборудование. Кроме того, жидкость, продолжительное время накапливаясь на забое, в определенный момент может достигнуть уровня перфорационных отверстий и перекрыть их. Тем самым создается противодействие на продуктивный пласт, которое будет возрастать с увеличением высоты столба жидкости над уровнем перфорационных отверстий. Это существенно уменьшает величину создаваемой депрессии на продуктивной пласт и, соответственно, уменьшается дебит газа, вплоть до полной остановки скважины. Принято подразделять жидкость, поступающую на забой скважины, на пластовую или конденсационную воду и газовый конденсат.

К группе пластовых вод относятся напорные подземные воды, являющиеся естественными спутниками всех газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Поступление пластовой воды в скважину обусловлено поднятием уровня газоводяного контакта, либо поступлением в скважину воды из водоносных горизонтов [2]. В связи с этим объем водопритока может достигать довольно больших значений.

Конденсационные воды являются продуктом паров воды, растворенных в природном газе. При подъеме газа по лифтовым трубам происходит его охлаждение в зоне многолетнемерзлых пород и выделение конденсационной воды из газа. Далее конденсационные воды стекают по стенкам лифтовых труб на забой скважины. Минерализация конденсационных вод составляет от 0,05 до 1,0 г/л. Их химический состав отличается от химического состава пластовой воды меньшим содержанием различных ионов и солей.

При эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений на их забое может накапливаться газовый конденсат. Это происходит из-за явления ретроградной конденсации. При уменьшении пластового давления и изотермических условий системы газ может переходить из газообразного состояния в жидкое, тем самым образуется двухфазная система.

Обычно, жидкость, поступающая в скважину, выносится на поверхность потоком газа при условии, что скорость движения газа на забое выше критической скорости. Критическая скорость является условным значением скорости движения газа, при которой не обеспечивается вынос жидкости на поверхность. Для каждой скважины значение критической скорости индивидуально, в среднем оно изменяется в пределах от 3 м/с до 4 м/с. В тот момент, когда скорость движения газа на забое становится меньше или равной критической скорости, поступающая в скважину жидкость перестает выноситься на поверхность. Снижение скорости движения газа на забое происходит вследствие уменьшения пластового давления. Таким образом, интенсивность накопления жидкости на забое газовых и газоконденсатных скважин возрастает на поздних стадиях разработки месторождения.

На поздних стадиях разработки важной задачей является обеспечение работоспособности скважин в условиях их обводнения пластовыми и конденсационными водами. Вода отрицательно влияет на эксплуатационные характеристики. Изменяется режим работы скважин из-за уменьшения депрессии на пласт. На истощенную энергетику пласта накладывается

дополнительные гидравлические сопротивления из-за наличия воды в лифтовых трубах и газосборных трубопроводах системы сбора газа.

Перераспределение добычи между скважинами в поздний и завершающий периоды разработки затруднительно из-за низкого пластового давления. В результате этого часть скважин эксплуатируется ниже своих потенциальных возможностей, а в ряде случаев происходит самопроизвольная остановка из-за накопления жидкости в скважине.

В ООО «Газпром добыча Уренгой» проводились исследования влияния конденсационной и пластовой воды на разрушение призабойной зоны пласта. По результатам лабораторных экспериментов с образцами сеноманского керна сделаны следующие выводы:

- взаимодействие пресной воды с керном приводит к активному разбуханию и диспергированию глинистых частиц его цемента – разрушению образцов сцементированного сеноманского керна, при этом тонкодисперсные глинистые частицы, находясь во взвешенном состоянии, обуславливают взмучивание раствора, образуя агрегатно-устойчивую структуру;

- пластовая вода по сравнению с конденсационной водой электролитически более «совместима» с минералами пород-коллекторов сеноманской залежи, поэтому разрушает их в меньшей степени в результате расклинивающего воздействия процесса гидратации на глинистые частицы цемента керна;

- пресные конденсационные воды более интенсивно разрушают структуру глинистого цемента сеноманского керна, чем минерализованные пластовые воды. Данное обстоятельство говорит о том, что наличие в скважине столба конденсационной воды, уходящей в пласт при ее остановке, может привести к интенсивному разрушению ПЗП, поэтому технологический режим эксплуатации скважины должен обеспечивать достаточную скорости потока в лифтовой колонне для устойчивого выноса жидкости с забоя.

Таким образом, результаты лабораторных экспериментов подтвердили, что конденсационная вода более интенсивно разрушают структуру глинистого

цемента керна, чем пластовая, а темп его разрушения возрастает по мере снижения общей минерализации воды.

3.2 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 [3]:

- технологические продувки скважин;
- штанговые глубинные насосы;
- плунжерный лифт;
- газлифт;
- подача ПАВ на забой скважины;
- замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра;
- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважины зависит от геолого-промысловой характеристики газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования межколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества поступающей жидкости в скважину [4].

– технологические продувки скважин

Наиболее простой технологией удаления жидкости из скважин является их технологические продувки. Продувка скважины осуществляется через факельную линию, при этом давление на устье скважины уменьшается, а дебит и, соответственно, скорость газа на забое и в лифтовой колонне возрастают. С увеличенным дебитом скважина должна работать минимум 30-50 мин. Периодичность проведения продувок зависит от интенсивности накопления жидкости на забое и в лифтовой колонне, по отдельным скважинам такие работы необходимо проводить раз в 3-4 суток.

Эти работы сопровождаются потерями газа в атмосферу и загрязнением окружающей среды. При этом депрессия на пласт во время продувок значительно возрастает, что приводит к разрушению призабойной зоны скважины. После окончания каждой продувки часть воды по стенкам труб лифтовой колонны возвращается обратно на забой [5].

– *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.

– *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 периодического лифта 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». Принцип действия этого плунжерного лифта следующий (Рисунок 3.1). В фонтанную колонну непрерывно поступает газ и над трубным ограничителем скапливается жидкость. Элементы плунжера (втулка и шар) падают в восходящем потоке газа (поз.1).

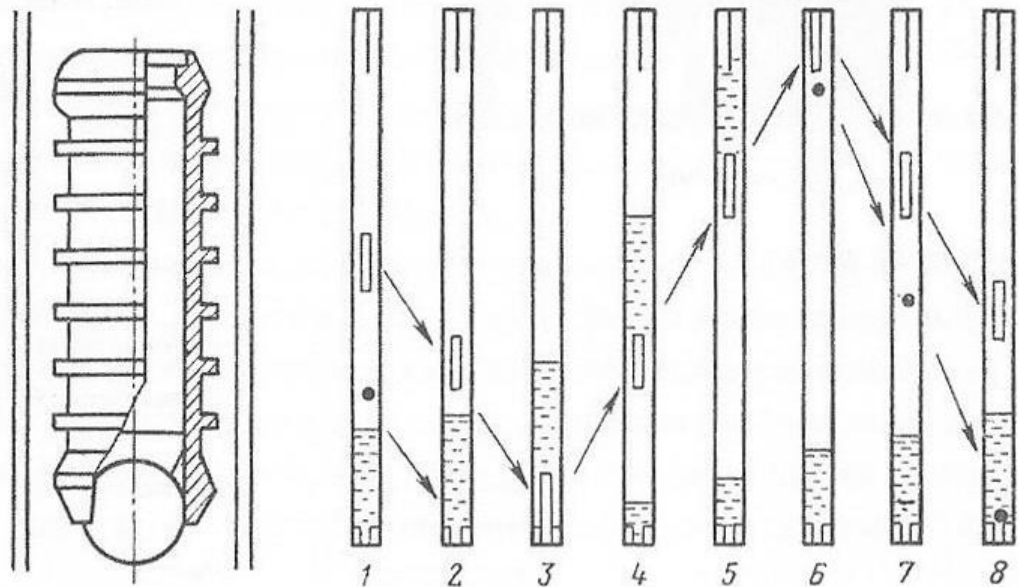


Рисунок 3.1 – Принцип действия «летающего клапана»

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.

Ограничение пакером хода плунжера вниз не позволяет удалять воду из призабойной зоны. Поэтому жидкостная нагрузка над плунжером оказывается

значительной, что становится причиной высокой скорости подъема и значительных динамических нагрузок на элементы плунжера при его остановках.

Из-за низкой надежности конструкции плунжера «летающий клапан» и отсутствия электроэнергии на кустах газовых скважин месторождений Большого Уренгоя данная технология не получила распространения.

– *газлифт*

Для удаления жидкости применяется, как правило, традиционная газлифтная компоновка скважинного оборудования. Газлифтные клапаны расположены в специальных переводниках над пакером и управляются перепадом давления между кольцевым пространством скважины и в лифтовой колонне. Подъем на поверхность жидкости с дебитом менее 15-17 м³/сут при диаметре НКТ 73 мм требует значительных объемов рабочего газа (несколько тысяч метров кубических в сутки). Высокий удельный расход рабочего газа, необходимость его подготовки и компримирования, а также наличие системы газлифтных трубопроводов - основные факторы для ограничения применения газлифта на газовых месторождениях. Кроме этого, эта технология неэффективна в скважинах с высокой подвеской НКТ.

– *подача ПАВ на забой скважины*

Поверхностно-активные вещества широко используются для удаления жидкости из скважин во всем мире. Вспенивающие ПАВ эффективны для удаления малых объемов жидкости выше интервала перфорации до входа в лифтовую колонну при скоростях газа до 1,1 м/с. Из-за разнообразия промышленных условий и постоянного их изменения в процессе разработки месторождения технологию удаления жидкости с помощью ПАВ приходится постоянно модернизировать под конкретные условия добычи.

Существуют два основных способа ввода ПАВ в скважину:

- подача жидких растворов ПАВ на забой;
- сброс твердых пенообразователей на забой через лифтовые трубы.

Ввод растворов ПАВ на забой скважины осуществляется чаще всего через затрубное пространство посредством периодической закачки их передвижными агрегатами (кислотовозы) и порционной подачей на забой из емкости с помощью различных автоматических устройств.

Для условий Крайнего Севера широкое распространение получили твердые ПАВ. Их изготавливают в виде цилиндрических стержней различного диаметра и длины, сбрасываемых в скважины через специальные лубрикаторы.

На месторождениях Большого Уренгоя успешно апробированы и широко применяются быстрорастворимые и медленнорастворимые композиционные составы твердых пенообразователей, разработанных в ОАО «СевКавНИПИгаз» на основе анионоактивных и неионогенных ПАВ.

Быстрорастворимые ПАВ применяются при необходимости быстрого удаления воды из скважины. Время действия этих ПАВ составляет несколько десятков минут. Медленнорастворимые ПАВ используются для продления процесса пенообразования после выноса основного объема воды с помощью быстрорастворимых ПАВ. Процесс пенообразования и выноса жидкости у медленнорастворимых ПАВ продолжается несколько десятков часов.

При этом осложнений, связанных с повышенным пенообразованием в сепараторах и других технологических емкостях установок подготовки газа, не возникает.

Необходимо отметить условия, в которых применение ПАВ не является эффективным:

- сильно обводняющиеся скважины требуют применение больших объемов ПАВ;
- при глубине ЗУМПФа более 5 метров происходит оседание твердых ПАВ на забой скважины, и они не производят полезной работы;
- отсутствие на забое скважины режима барботажа не позволяет активно их вспенивать;
- при режиме «самоглушения» скважины ПАВ вводить не эффективно;

- в скважинах с высокой подвеской лифтовой колонны относительно верхних отверстий интервала перфорации.
- *замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра*

Надежная эксплуатация газовых скважин обеспечивается при дебитах, при которых течение газожидкостной смеси находится в турбулентной зоне. Она характеризуется постоянством коэффициента гидравлического сопротивления труб, т.е. практически не зависит от числа Рейнольдса.

Для конкретных геолого-технологических условий возможно рассчитать критические значения дебитов. Скважины с дебитами менее этих значений работают в неустойчивом режиме из-за «самозадавливания» жидкостью. Эти значения минимального дебита для скважин с соответствующими диаметрами НКТ являются граничными условиями при обосновании технологического режима их эксплуатации.

Следует при этом отметить, что во всех скважинах данный вид ГТМ рекомендуется проводить в составе комплекса капитального ремонта скважин (КРС), одновременно с ремонтно-изоляционными и интенсификационными работами по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны продуктивного пласта.

В газовых скважинах сеноманской залежи Уренгойского НГКМ средний дебит благодаря КРС увеличился на 15%. Несмотря на снижение пропускной способности НКТ при замене их на трубы меньшего диаметра, дебиты скважин после проведения ГТМ незначительно выросли, а условия выноса жидкости с забоя улучшились.

В скважинах, в которых происходит накопление жидкости на забое и не требуется проведение ремонтных работ, замена лифтовых труб на меньший диаметр приведет к снижению их продуктивных характеристик. При этом ведущим фактором в снижении характеристик является ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны продуктивного пласта из-за ее кольматации при проведении работ по глушению скважины для замены лифтовой колонны [6].

3.3 Сравнительная характеристика существующих способов удаления жидкости с забоя скважины

Специалистами компании ООО «Газпром добыча Уренгой» был проведен сравнительный анализ существующих технологий удаления жидкости с забоя скважины [7]. Сравнение проводилось на основании технологических критериев. Полученные данные были обобщены в сравнительную таблицу (Таблица 3.1). Технология удаления жидкости с использованием концентрических лифтовых колонн набрала максимальное количество баллов почти во всех рассматриваемых пунктах. Таким образом, данная технология является наиболее перспективной для внедрения с целью удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин.

Таблица 3.1 – Сравнительная характеристика способов удаления жидкостей с забоя газовых и газоконденсатных скважин

Процессы и условия, сопровождающие внедрение технологий удаления жидкости	Технология, балл						
	Продувка скважин	ШГН	Плунжерный лифт	Газлифт	ПАВ	НКТ малого диаметра	КЛК
1. Необходимость в глушении и освоении скважины	3	1	1	1	3	1	3
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 энерго-ресурсо снабжении	1	1	1	1	1	2	2

Продолжение таблицы 3.1

6. Эксплуатация скважины с управлением параметрами работы	1	2	3	2	1	1	3
7. Ограничение по высоте расположения башмака НКТ относительно интервала перфорации	1	1	1	1	1	3	3
8. Воздействие на окружающую среду	1	2	3	2	3	3	3
Итого	12	14	16	12	14	14	23

3.4 Основания для перевода скважины на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам

Основаниями для перевода скважин на эксплуатацию по КЛК являются [8,9]:

- 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 пространстве;
- 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.

3.5 Описание технологии концентрических лифтовых колонн

Перевод скважин на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн заключается в следующем. Перед началом работ проводят комплекс исследований, который включает в себя газоконденсатные и гидродинамические исследования скважины, отбор устьевых проб с целью определения состава продукции скважины, контроль за давлением на устье скважины и измерение давления по стволу скважины с использованием глубинного манометра. Кроме того, проводят полный анализ другой различной промысловой информации. На основании полученных данных определяется характер поступления жидкости на забой скважины, скорость накопления жидкости, ее объем и состав. Далее создается модель водоконденсатного притока в скважину, с использованием которой происходит подбор оптимальной глубины спуска центральной лифтовой колонны и ее диаметр.

После этого этапа приступают к непосредственному спуску центральной лифтовой колонны (ЦЛК). Спуск производится без глушения скважины, с использованием колтюбингового агрегата. Для этого на верхнюю часть фонтанной арматуры монтируется блок превенторов, герметизатор и инжектор. Данное оборудование специально разработано и запатентовано для применения

в данной технологии (патент на полезную модель №128896 «Устройство для перевода скважин, в том числе обводненных, на эксплуатацию по двум лифтовым колоннам) [7]. ЦЛК, составленную из гибких насосно-компрессорных труб, спускают во внутрь уже спущенной колонны лифтовых труб, с использованием которых велась эксплуатация ранее. Диаметр спущенной лифтовой колонны и типоразмеры элементов фонтанной арматуры учитываются при подборе диаметра спускаемой лифтовой колонны. ЦЛК центрируется относительно основной лифтовой колонны (ОЛК). Для удержания ЦЛК на верхнюю часть фонтанной арматуры монтируется узел подвеса. Фонтанную арматуру обвязывают с автоматическим управляющим комплексом (АУК), который непрерывно контролирует дебит скважины по ЦЛК и ОЛК. При уменьшении дебита скважины ниже критического значения, АУК дает команду на закрытие дистанционно-управляемого регулирующего клапана, который перекрывает пространство между двумя лифтовыми колоннами. В результате уменьшения диаметра лифтовой колонны повышается скорость движения газа, которая становится достаточной для выноса жидкости на поверхность. В этот момент скважина эксплуатируется только по ЦЛК, дебит скважины уменьшается, но происходит вынос жидкости на поверхность. После чего клапан открывается, и скважина продолжает эксплуатироваться с максимальным дебитом. Кроме того, управляющий комплекс осуществляет непрерывный контроль за термобарическими параметрами, передает их на пульт управления, осуществляет подачу ингибитора гидратообразования.

– *сбор и анализ промысловой информации*

С целью определения причины накопления жидкости на забое скважины и величины ее притока проводится комплекс исследований.

Анализ химического состава продукции скважины позволяет определить «совместимость» скопившейся на забое жидкости с горной породой-коллектором. Это дает понимание о характере взаимодействия жидкости с цементом горной породы (разрушает ли она его или нет), её составе и структуре потока газожидкостной смеси.

Контроль и анализ устьевых давлений позволяет получить информацию о режиме работы скважины и интенсивности «самозадавливания».

Результаты гидродинамического исследования скважины позволяет судить о загрязненности призабойной зоны пласта, позволяет определить величину многих различных параметров системы скважина-пласт (пьезопроводность, коэффициент ВСС, проницаемость, и др.), необходимых для моделирования.

Использование глубинного манометра позволяет узнать скорость движения газа и градиент давления по длине ствола скважины.

Кроме того, производят анализ различной геолого-технологической информации, имеющейся на текущий момент (особенности распространения коллектора, влияния соседних скважин, техническое состояние скважины).

– *построение модели водоконденсатного притока*

После того, как будет определена причина накопления жидкости на забое скважины, с учетом конструкции скважины, производят составление модели водоконденсатного притока. Моделирование на данный момент удобнее всего проводить в программном обеспечении OLGA. Созданную модель водоконденсатного притока используют для определения оптимального диаметра и глубины спуска колонны ГНКТ. Для каждого возможного диаметра ГНКТ рассчитывается скорость движения газа при разном объеме водоконденсатного притока в скважину и величины пластового давления. Процесс прогнозирования водоконденсатного притока в скважину является затруднительным, т.к. интенсивность притока зависит от многих различных факторов. Поэтому моделирование рассматриваются все возможные варианты изменения пластового давления и величины водоконденсатного притока.

– *выбор ГНКТ*

После того, как будет определен оптимальный диаметр колонны ГНКТ. (Рисунок 3.2), производят моделирование механических нагрузок, которые могут возникнуть при спускоподъемных работах. Моделирование происходит в специальном программном обеспечении, например MEDCO. Кроме того,

существует возможность проведения тестовых испытаний образцов лифтовых труб для определения надежности используемых агрегатов и механизмов.

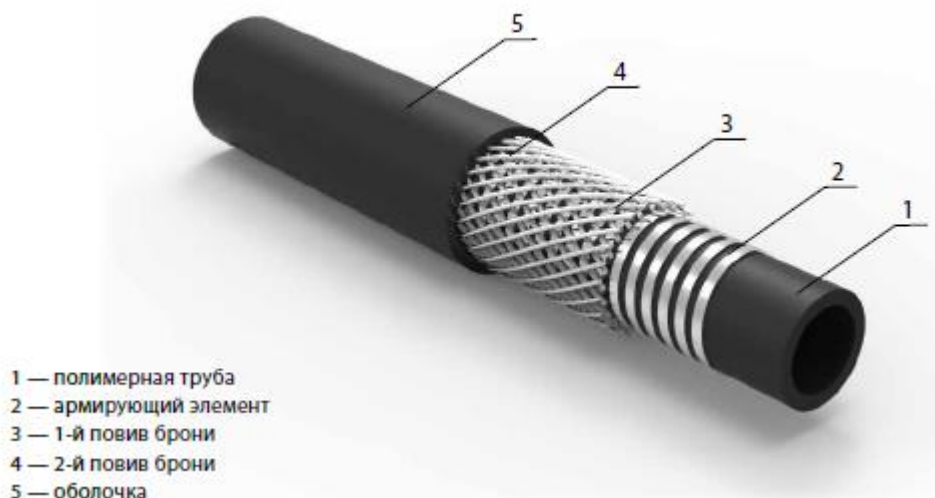


Рисунок 3.2 – Состав ГНКТ

– *устройство для спуска колонны ГНКТ*

Устройство позволяет переводить газовые и газоконденсатные скважины на эксплуатацию по двум лифтовым колоннам без глушения скважины (Рисунок 3.3). Оно предусматривает следующие работы:

- установка на ЦЛК с двух сторон двух наконечников (верхнего и нижнего);
- присоединение к наконечникам пробки и управляемого клапана для заглушения ЦЛК во время ее спуска;
- спуск ЦЛК с применением спускоподъемного и противовыбросового оборудования;
- закрепления ЦЛК в фонтанной арматуре при помощи трубодержателя ЦЛК с радиальными крепежными элементами;
- извлечение после спуска ЦЛК пробки с помощью технологической штанги;
- осуществление управляющего воздействия на управляемый клапан после спуска ЦЛК для его открытия.



Рисунок 3.3 – Устройство для спуска ГНКТ без глушения скважины

– *трубодержатель*

Трубодержатель состоит из верхнего и нижнего корпуса. В верхнем корпусе имеются дренажные отверстия для проверки герметичности соединения верхнего наконечника с корпусом. Фиксация ГНКТ проводится с помощью фиксаторов верхнего наконечника. Для надежного крепления верхнего наконечника в корпусе применяется коническая поверхность. Она также обеспечивает герметизацию соединения ГНКТ в трубодержателе.

– *инжектор*

Инжектор предназначен для выполнения спускоподъемных операций (Рисунок 3.4). Цепное устройство с элементами охвата трубы перемещает ее через герметизатор, превентор и трубодержатель в скважину. После прохождения отрезка трубы длиной более 100 метров инжектор выполняет удерживающую функцию и обеспечивает заданную скорость спуска. На заключительной стадии выполнения работ фиксирует трубу в заданном положении для монтажа технологической штанги с последующим

микроперемещением для плавного спуска трубы в трубодержатель и монтажа верхнего наконечника.



Рисунок 3.4 – Внешний вид инжектора

– герметизатор

Герметизатор обеспечивает предупреждение выбросов и открытых фонтанов при проведении спуска ГНКТ в скважину без глушения (Рисунок 3.5). Особенность конструкции заключается в том, что наличие двух камер герметизации с независимым управлением позволяет обеспечить безопасность работ при монтаже, перемещении и демонтаже технологической штанги. Принцип «перехватывания», а именно поочередная герметизация по телу трубы или по телу технологической штанги является основной конструктивной особенностью.

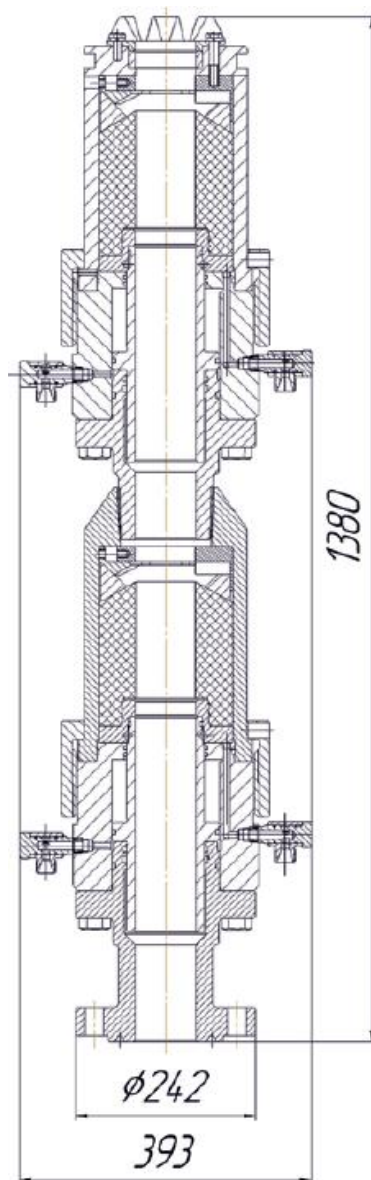


Рисунок 3.5 – Герметизатор двухсекционный

– *превентор*

Превентор предназначен для герметизации устья скважин в аварийных ситуациях при спуске ГНКТ без глушения скважины (Рисунок 3.6). Отличительная особенность превентора является наличие удерживающих плашек специальной конструкции.

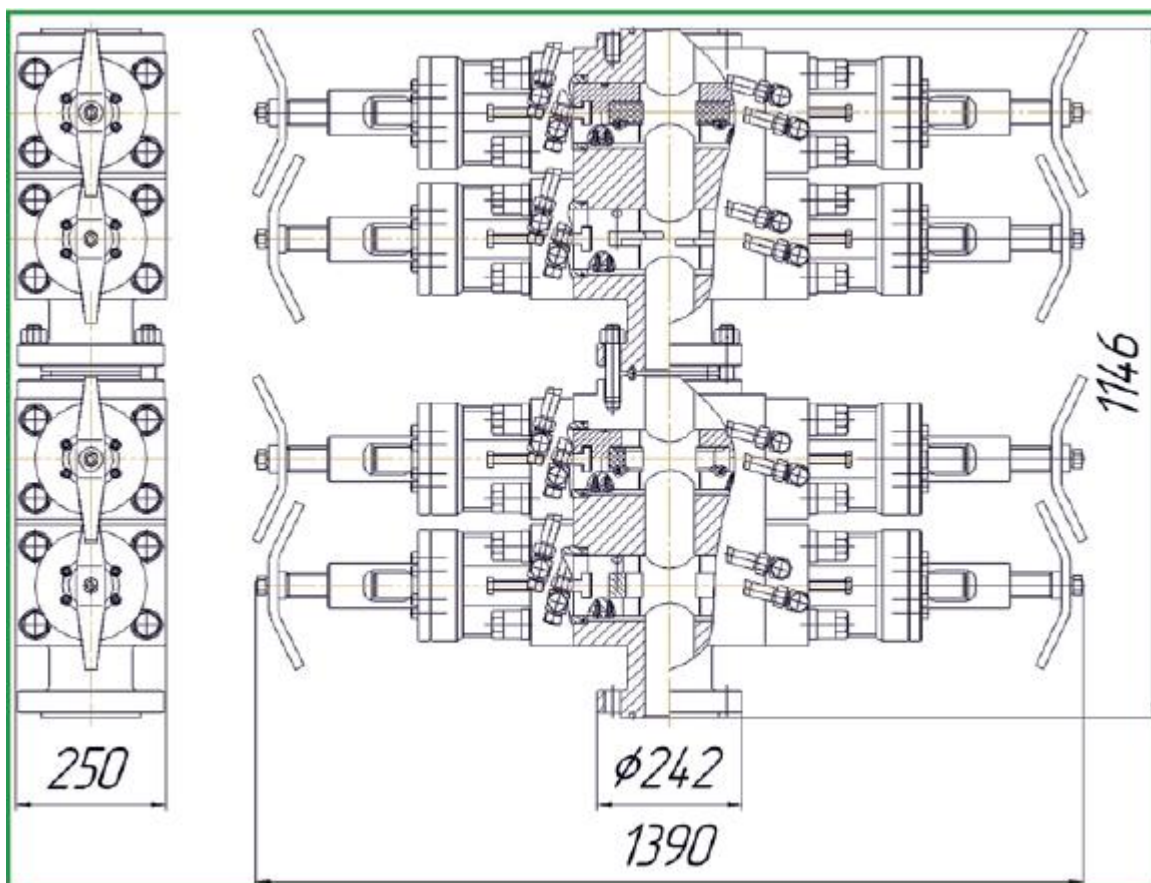


Рисунок 3.6 – Превентор четырехплашечный

– *монтаж верхней части фонтанной арматуры*

Для подвеса спущенной колонны ГНКТ изменяют верхнюю часть фонтанной арматуры. Типовая схема фонтанной арматуры для скважин, эксплуатирующихся по концентрическим лифтовым колоннам выглядит следующим образом (Рисунок 3.7) [7]:

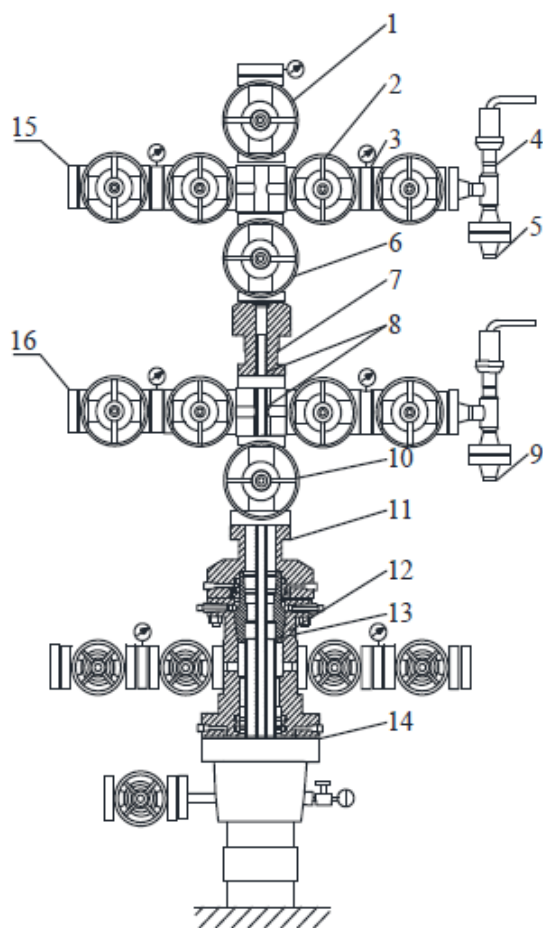


Рисунок 3.7 – Типовая схема фонтанной арматуры скважины, эксплуатирующейся по концентрическим лифтовым трубам

1 – буферная задвижка; 2 - задвижка; 3 – инструментальный фланец; 4 - дроссель; 5 – выкидная линия центральной лифтовой колонны; 6 – задвижка; 7 – узел подвеса центральной лифтовой колонны; 8 – центральная лифтовая колонна; 9 – выкидная линия межкольцевого пространства; 10 – коренная задвижка; 11 – адаптер трубной головки; 12 – трубная головка; 13 – основная лифтовая колонна; 14 – колонная головка; 15 – рабочая струна (отвод) центральной лифтовой колонны; 16 - рабочая струна (отвод) межкольцевого пространства.

– установка автоматического управляющего комплекса

Далее фонтанную арматуру скважины обвязывают с автоматическим управляющим комплексом (Рисунок 3.8). Принцип работы комплекса состоит в контроле за дебитом газа и выносом пластовой жидкости по центральной лифтовой колонне и межкольцевому пространству скважины.

Задача управления дебитом по ЦЛК и МКП скважины реализована с использованием регулирующего клапана, входящего в состав модуля технических средств скважинного оборудования.

Двухфазными расходомерами измеряется дебит газожидкостной смеси, поступающей из скважины по отдельным манифольдам от ЦЛК и МКП. С помощью дистанционно-управляемых регулирующих устройств проходной канал каждого манифольда может быть уменьшен вплоть до полного перекрытия.

Безгидратный режим эксплуатации скважины обеспечивается посредством реализации контролируемым пунктом телемеханики технологического режима подачи в затрубное пространство и шлейф скважины ингибитора гидратообразования системами подачи ингибитора, установленными в составе модуля технических средств скважинного оборудования.

Электроснабжение контролируемого пункта и модуля технических средств скважинного оборудования осуществляется от возобновляемых источников электроэнергии в автоматическом режиме. Комплекс обеспечивает передачу данных на пункт управления [7].

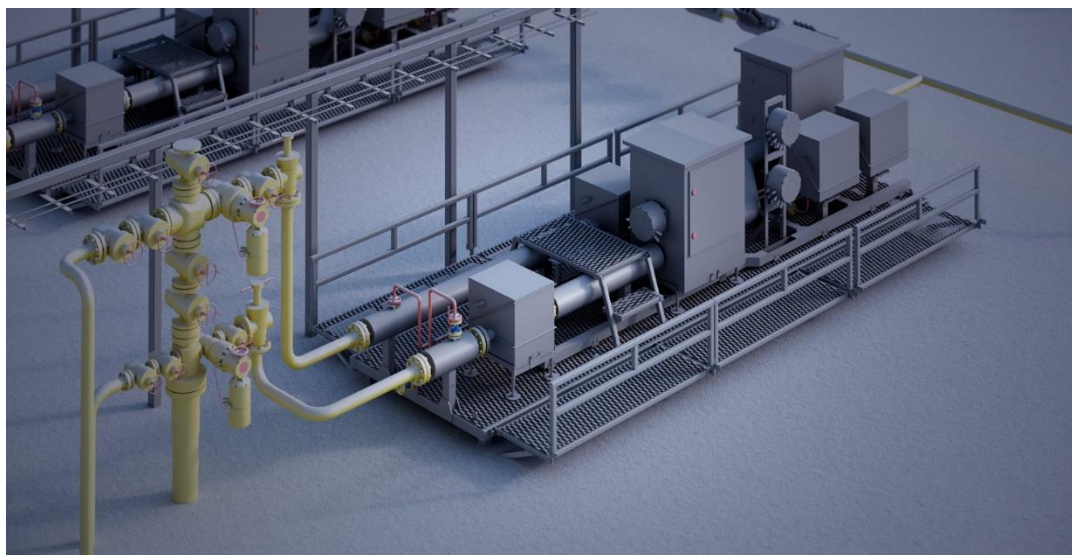


Рисунок 3.8 – Автоматический управляющий комплекс «НПФ ВЫМПЕЛ»

4 АНАЛИЗ ОПЫТА ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КЛК НА СКВАЖИНЕ X СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из общего доступа.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Присмотрову Константину Васильевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость работ по составлению проекта технического перевооружения скважины рассчитана на основе данных компании ЗАО «Нортгаз» и ООО «Ямал Петросервис»
2. 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 и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ с альтернативными способами исследования, выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. Формирование плана и графика проведения НИ и разработки проектной документации	Описание структуры работ по анализу промысловой информации и моделированию процессов, составления итогового графика длительности работ
3. Планирование и формирование бюджета научного исследования и разработки проектной документации	Формирование бюджета на научное исследование и разработку проектной документации производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Определение ресурсоэффективности производится в сравнении с конкурентами в данной области. Определение эффективности происходит на основании расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, что связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Матрица SWOT

График проведения НИ и разработки проектной документации (Диаграмма Ганта)

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Присмотров Константин Васильевич		

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 научными исследованиями, подтверждающими её эффективность для конкретных геолого-технических условий.

В данном разделе будет рассмотрен процесс составления проекта технического перевооружения скважины. Для составления проекта следует провести комплексное исследование режимов работы скважины, анализ накопленной промысловой информации, моделирование водоконденсатного притока в скважину, моделирование механических нагрузок на центральную лифтовую колонну.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности научного 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 научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды,

они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Комплексность исследования 2. Достоверность полученных данных 3. Актуальность научного исследования 4. Доступ к уникальным ресурсам 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая длительность проведения эксперимента 2. Высокая стоимость 3. Низкий спрос 4. Нехватка квалифицированного персонала
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Совершенствование технологической составляющей 2. Возможность увеличения методов исследования 3. Создание конкуренции альтернативным способам исследования 4. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокие затраты на реализацию 2. Выход на рынок нового конкурента, использующего более современные технологии исследования 3. Возможное снижение комплексности исследования

Таблица 5.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

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

При анализе интерактивной таблицы 5.2, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: В1С1С2, В2С1С2С4, В3С1С2С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	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 это исследование 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 научно-исследовательской работы. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

проектной документации.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. 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 для НИР	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 по НИР 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 научных 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 промышленной 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.

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).

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

Таблица 5.7 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

№	Вид работ	Исполнители	T _{Ki} кал. дн.	Продолжительность выполнения работ															
				январь			февраль			март			апрель			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
1	Выбор направления исследований, ознакомления с методикой исследования (организационный период)	Руководитель,	10	■															
		инженер	10	▨															
2	Анализ промысловый информации и моделирование (экспериментальный этап)	Руководитель,	40		■	■	■	■	■										
		инженер	90		▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨			
3	Анализ данных, оформление отчетной документации и составление проекта	Руководитель,	20															■	■
		инженер	40														▨	▨	▨

Условные обозначения: Инженер  Руководитель 

Таким образом, суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 70, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 140.

Вывод: данное исследование помогает наглядно установить сроки и необходимо при планировании работ.

5.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

Виды, условия и объёмы работ представлены в таблице 5.8 (технический план). На основании технического плана рассчитываются 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 MEDCO
3	Камеральные работы	Проект	1	Составление проекта технического перевооружения скважины	ПЭВМ

5.4.1 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы

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

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} , \quad (1)$$

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

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на сайте Единой информационной системы в сфере закупок.

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 данной разработки, занесены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Персональный компьютер в сборе	Шт.	3	51565	154695
Кресло	Шт.	3	4134	12402
Бумага	Пачки	10	268	2680
Шкаф	Шт.	2	5342	10684
Компьютерный стол	Шт.	3	3499	10497
Ручка	Шт.	12	15	180
Суммарная стоимость				191138
Итого, с учетом транспортных расходов				219809

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, З _д , руб.
Программное обеспечение OLGA	1	653895	653895
Программное обеспечение MEDCO	1	324568	324568
Программное обеспечение MS Office	1	20258	20258
Итоговая стоимость специального оборудования			998721

Общие единоразовые 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 научного исследования с целью составления проекта технического перевооружения скважины приведен в таблице 5.11. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Ам=С_{перв}/СПИ/12, \quad (2)$$

где $C_{перв}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, год;

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	10	360	11846
Программное обеспечение MEDCO	324568	10	360	5880
Программное обеспечение MS Office	20258	10	360	367
Итоговая сумма амортизационных отчислений				18093

В соответствии со сроками проведения научного исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение экспериментальных расчетов,

амортизационные отчисления будут составлять 18093 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 (инженер-проектировщик) и руководителя (старший научный сотрудник) составляет 30000 руб. и 37040 руб. соответственно. Информация взята из открытых источников сети Интернет (Вакансии ОАО «ТомскНИПИнефть» [11]).

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

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

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:

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

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:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (5)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{\text{д}}$ – 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	70	140
Количество нерабочих дней - выходные дни и праздничные дни	7	16
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	63	124

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (6)$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

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

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	37040	0	0	1	72228	2407,6	63	151678,8
Инженер	30000	0	0	1	58500	1950	124	241800
Итого $Z_{\text{осн}}$								393478,8

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 393478,8 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. Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы: $Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп})$, (7)

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

Таблица 5.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	151678,8	0,3	45503,6
Инженер	241800	0,3	72540
Итого $Z_{внеб}$			118043,6

5.4.6 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: $Z_{накл} = k_{нр} * \sum_1^5 Z_i$, (8)

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

$Z_{накл} = 0,16 * (219,809 + 998,721 + 18,093 + 393,479 + 118,044) = 398,417$ тыс. руб.

5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета.

Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты НТИ	219,809
Затраты на оборудование	998,721
Амортизационные отчисления	18,093
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	393,479
Отчисления во внебюджетные фонды	118,044
Накладные расходы	398,417
Бюджет затрат НТИ	2888,526

Суммарный бюджет затрат НТИ составил – 2888526 рублей.

5.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному исследованию, в котором необходимые параметры рассчитываются с использованием других программных комплексов. Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроках выполнения, использование более дорогостоящего программного обеспечения. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи

принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

где – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

$$I_{\text{финр}}^1 = 1.$$

$$I_{\text{финр}}^2 = 3562/2888,5=1,23;$$

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

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

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (таблица 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	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	16

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

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

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

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

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

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

Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 5 / 3,32 = 1,5.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 5.17 – Сравнительная эффективность исследования

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

Сравнение на основании таблицы 5.17 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую

эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Вывод

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 2888526 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:

Группа	ФИО
2Б5Д	Присмотрову Константину Васильевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Технология концентрических лифтовых колонн, применяемая на скважине X Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения Область применения: нефтегазопромысловое дело
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Профессиональная социальная ответственность. 1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования. 1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования. 1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.	Анализ вредных факторов рабочей среды: – отклонение показателей климата на открытом воздухе – загазованность рабочей зоны, – повышенный уровень шума и вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека; – повреждения в результате контакта с насекомыми Анализ опасных факторов рабочей среды: – движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – электрический ток; – пожароопасность
2. Экологическая безопасность 2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду. 2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	При разработке и эксплуатации

<p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.</p> <p>3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</p>	<p>проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа и газового конденсата, а также связанного с возгоранием технологического оборудования по причине короткого замыкания. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – пропуск газа и газового конденсата элементами фонтанной арматуры по причине разгерметизации соединений.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p> <p>4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – 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» утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 с учетом требований экологической экспертизы к предпроектной и проектной документации, согласно Закону Российской Федерации № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» от 15.04.1998 г. – 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			01.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Присмотров Константин Васильевич		02.04.2019

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 Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Область применения технологии: нефтепромысловое дело.

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

6.1 Профессиональная социальная ответственность

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. В каждом конкретном случае характер воздействия производственного фактора рабочей среды на самочувствие занятого трудом человека зависит от множества условий и обстоятельств. 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 (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов (метанола)	1) загазованность рабочей зоны; 2) отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3) повышенный уровень шума и вибрации; 4) воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека; 5) недостаточная освещенность рабочей зоны;	1) электрический ток; 2) движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 3) пожароопасность оборудования.	1) 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»; [12] 2) СанПиН 2.2.2.540-96 Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»;[13] 3) СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"[14]

6.1.1 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 необходимого для спуска центральной лифтовой колонны 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.

Характеристика наиболее распространённых вредных веществ, которые могут оказать воздействие на организм человека при проведении работ:

Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Присутствие метана в воздухе может привести к пожару и взрыву. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м³. Класс опасности IV [15].

Метанол (метиловый спирт) - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. При испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м³. 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

Метеорологические условия являются одними из наиболее значимых факторов производственной среды. 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]

К средствам индивидуальной защиты персонала относится спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефте-непроницаемостью.

Средствами коллективной защиты являются 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.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления [17].

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
3	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Таким образом, работы по техническому перевооружению скважин попадают под категорию №3 и характеризуются снижением производительности труда.

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

Ниже приведены нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки для рабочего персонала при проведении данного типа работ.

Таблица 6.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки [18].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$m \cdot c^{-2}$		дБ		$m \cdot c^{-2} \cdot 10^{-2}$		дБ	
	$V^{1/3-}$ ОКТ.	$V^{1/1-}$ ОКТ.	$V^{1/3-}$ ОКТ.	$V^{1/1-}$ ОКТ.	$V^{1/3-}$ ОКТ.	$V^{1/1-}$ ОКТ.	$V^{1/3-}$ ОКТ.	$V^{1/1-}$ ОКТ.
1,6	0,09		99		0,9		105	
2,0	0,08	0,14	98	103	0,64	1,3	102	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	
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 взрыво- и пожаробезопасном исполнении. Необходимая освещенность устья скважины, лебедки подъемного агрегата – 50 люкс [19].

- 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 - отечные, шелушащиеся пятна величиной с копеечную монету;
- 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.

6.1.2 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 [20].

- 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 (наличие защитных кожухов, камер);
- технологическое оборудование должно быть заземлено. Заземлители забиваются в грунт вертикально через 3 метра друг от друга и обычно они имеют длину 3 метра и диаметр 5 сантиметров;
- персонал при проведении работ по обслуживанию оборудования должен иметь индивидуальные средства защиты: резиновые перчатки, диэлектрические коврики;

- пожаровзрывобезопасность

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.

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 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.

6.2.2 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.

6.2.3 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 и последующей

эксплуатации 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.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В ходе проведения работ по спуску центральной лифтовой колонны, существует риск неконтролируемого выброса газа или газового конденсата из скважинного пространства в рабочую зону. Так как данный вид работ проводится без глушения скважины, то это дополнительно усугубляет сложившуюся чрезвычайную ситуацию. 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;

- заводские дефекты оборудования;
- механические повреждения оборудования, которые могут возникнуть в ходе проведения работ.

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. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Северо-Уренгойское месторождение расположено в Пууровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера [22].

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.

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав существующий опыт внедрения данной технологии на скважинах Северо-Уренгойского 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.

Внедрение данной технологии требует проведения комплексных исследований с целью создания модели водоконденсатного притока в скважину. От точности получившейся модели зависит успешность проведения мероприятия по техническому перевооружению скважины. Кроме этого, рассчитанная компоновка центральных лифтовой колонны должна удовлетворять параметрам механической прочности, которые также определяются при помощи программного моделирования.

Применения данной технологии на скважине X позволило отказаться от проведения ежедневных технологических продувок, увеличить дебит скважины с 80 м³/сут. до 165 м³/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. Данное осложнение наблюдается на таких уникальных месторождениях, как Уренгойское и Медвежье. Поэтому в настоящее время перспективы развития технологии КЛК неразрывно связаны с её внедрением в качестве способа удаления жидкости с забоя газовых скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валяева А.В. Поддержание пластового давления газоконденсатной залежи путем обратной закачки газа, Сборник научных трудов IX Международной научно-технической конференции студенческого отделения общества инженеров-нефтяников SPE "Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли". - Тюмень, 28-29 мая 2015г.: Изд-во ТИУ, 2016г. – 219с.
2. Ходжаев В.В. Совершенствование технологии эксплуатации газовых скважин с наличием жидкой фазы на забое: на примере Уренгойского месторождения, диссертация кандидата технических наук. - Уфа, 2008г. - 127с.
3. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 575с.
4. 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.
5. Шулятиков И.В. Разработка технологии и оборудования для удаления жидкости из скважин, диссертация кандидата технических наук. - Москва, 2007г.- 112с.
6. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Артеменков В.Ю., Дикамов Д.В., Красовский А.В., Немков А.В. Результаты замены лифтовых колонн в газовых и газоконденсатных скважинах Уренгойского месторождения трубами меньшего диаметра, Газовая промышленность, №8. – Москва: Изд-во ООО «Камелот Пабблишинг», 2015г. – 46-49с.
7. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М., 2016г. – 272с.
8. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки, автореферат диссертации кандидата технических. - Москва, 2011г. - 25с.

9. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам, Р Газпром 2-3.3-556-2011., М., 2011г. – 29с.
10. Проектная документация: «Техническое перевооружение скважин Северо-Уренгойского НГКМ (Восточный купол)», 2018г.
11. Вакансии ОАО «ТомскНИПИнефть» [Электронный ресурс] URL: <http://www.tomsknipineft.ru/jobs/> (дата обращения: 25.05.2018)
12. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
13. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»;
14. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений";
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. СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»;
20. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные;
21. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
22. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А - Сводная информация по расчетным режимам работы скважины № X

(рекомендуемое)

№ пп	Пластовое давление, бара	Водогазовый фактор, м ³ /м ³	Устьевое давление, бара	Дебит газа НГЛ Ду=89 мм MD=3650 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=89 мм MD=4010 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=73 мм MD=3650 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=73 мм MD=4010 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=60 мм MD=3650 м, м ³ /сут	№ пп	Пластовое давление, бара	Водогазовый фактор, м ³ /м ³	Устьевое давление, бара	Дебит газа НГЛ Ду=89 мм MD=3650 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=89 мм MD=4010 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=73 мм MD=3650 м, м ³ /сут	Дебит газа НГЛ Ду=60 мм MD=3650 м, м ³ /сут
1	170	1.50E-05	98	162262	158374	134721	128789	93909	44	102.9	1.50E-05	51	79764	78570	74450	52693
2	170	3.00E-05	98	154186	153830	127752	125638	84676	45	100.4	1.50E-05	48.8	79518	78000	67473	56677
3	170	5.00E-05	98	148701	146459	117266	117932	78078	46	97.9	1.50E-05	46.5	80859	77214	70903	52754
4	170	7.00E-05	98	140488	136475	121689	111571	81298	47	95.5	1.50E-05	44.5	75981	74502	71943	47186
5	170	1.00E-04	98	124802	121847	101003	102132	64603	48	93.4	1.50E-05	43.5	69904	70911	69356	46764
6	170	1.50E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	57789	49	143.7	5.00E-05	80	114054	110734	96344	64147
7	165	1.50E-05	98	140528	136814	115745	113626	83624	50	135.5	5.00E-05	80	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	52716
8	165	3.00E-05	98	127901	128486	111371	106467	74482	51	133.4	5.00E-05	79.3	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	45718
9	165	5.00E-05	98	119544	118538	108625	100852	69954	52	131.1	5.00E-05	77.7	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	41610
10	165	7.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	95015	94608	69416	53	128.9	5.00E-05	76.4	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	41449
11	165	1.00E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	80391	82841	53453	54	126.3	5.00E-05	73.9	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	41879
12	165	1.50E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	55	123.7	5.00E-05	71.3	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	42932
13	160	1.50E-05	98	108315	самозадавл.	97992	96618	72661	56	121	5.00E-05	68.7	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	44408
14	160	3.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	91872	91303	64819	57	118.6	5.00E-05	66.4	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	47901
15	160	5.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	75239	79954	59982	58	116	5.00E-05	64	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	45311
16	160	7.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	48836	59	113.4	5.00E-05	61.6	самозадавл.	самозадавл.	57083	48009
17	160	1.00E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	60	111	5.00E-05	59.6	самозадавл.	самозадавл.	65402	43735
18	160	1.50E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	61	108.3	5.00E-05	56.5	самозадавл.	самозадавл.	64574	45417
19	155	1.50E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	68992	самозадавл.	59457	62	105.6	5.00E-05	53.9	самозадавл.	самозадавл.	61267	47853
20	155	3.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	53875	63	102.9	5.00E-05	51	самозадавл.	самозадавл.	62236	48489
21	155	5.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	64	100.4	5.00E-05	48.8	самозадавл.	самозадавл.	63383	42363
22	155	7.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	65	97.9	5.00E-05	46.5	самозадавл.	самозадавл.	63553	48208
23	155	1.00E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	66	95.5	5.00E-05	44.5	самозадавл.	самозадавл.	62659	46711
24	155	1.50E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	67	93.4	5.00E-05	43.5	самозадавл.	самозадавл.	59011	42843
25	150	1.50E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	68	143.7	1.50E-04	80	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
26	150	3.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	69	135.5	1.50E-04	80	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
27	150	5.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	70	133.4	1.50E-04	79.3	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
28	150	7.00E-05	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	71	131.1	1.50E-04	77.7	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
29	150	1.00E-04	98	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	72	128.9	1.50E-04	76.4	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
30	143.7	1.50E-05	80	129826	126289	109509	самозадавл.	80608	73	126.3	1.50E-04	73.9	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
31	135.5	1.50E-05	80	самозадавл.	самозадавл.	81090	самозадавл.	64361	74	123.7	1.50E-04	71.3	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
32	133.4	1.50E-05	79.3	самозадавл.	самозадавл.	76914	самозадавл.	59474	75	121	1.50E-04	68.7	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
33	131.1	1.50E-05	77.7	самозадавл.	самозадавл.	72347	самозадавл.	59472	76	118.6	1.50E-04	66.4	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
34	128.9	1.50E-05	76.4	самозадавл.	самозадавл.	67859	самозадавл.	56125	77	116	1.50E-04	64	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
35	126.3	1.50E-05	73.9	самозадавл.	самозадавл.	69850	самозадавл.	55026	78	113.4	1.50E-04	61.6	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
36	123.7	1.50E-05	71.3	самозадавл.	самозадавл.	71176	самозадавл.	54331	79	111	1.50E-04	59.6	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
37	121	1.50E-05	68.7	самозадавл.	самозадавл.	73964	самозадавл.	55565	80	108.3	1.50E-04	56.5	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
38	118.6	1.50E-05	66.4	самозадавл.	самозадавл.	74881	самозадавл.	53360	81	105.6	1.50E-04	53.9	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
39	116	1.50E-05	64	самозадавл.	самозадавл.	72004	самозадавл.	54894	82	102.9	1.50E-04	51	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
40	113.4	1.50E-05	61.6	самозадавл.	самозадавл.	75258	самозадавл.	52764	83	100.4	1.50E-04	48.8	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
41	111	1.50E-05	59.6	самозадавл.	самозадавл.	73933	самозадавл.	55774	84	97.9	1.50E-04	46.5	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
42	108.3	1.50E-05	56.5	74619	самозадавл.	76531	самозадавл.	59173	85	95.5	1.50E-04	44.5	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.
43	105.6	1.50E-05	53.9	76220	76427	77948	самозадавл.	53565	86	93.4	1.50E-04	43.5	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.	самозадавл.