

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Комплексный анализ технологии разработки месторождений с повышенным газовым фактором»

УДК 622.276.346.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять базовые профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич

Тема работы:

«Комплексный анализ технологии разработки месторождений с повышенным газовым фактором»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, общих сведений о газовом факторе, а так же методов его определения. Обзор литературных источников по проблеме неувязки газового фактора с его проектными значениями, а также возникновения повышенного

	газового фактора в результате эксплуатации месторождения с газовой шапкой. Анализ технологий, применяемых при эксплуатации месторождения с повышенным газовым фактором: обзор скважинного и наземного оборудования. Изучение месторождения «Снежное», его характеристик и географических особенностей. Выбор УЭЦН для добычи газированной нефти. Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Методы определения ГФ. Причины образования повышенного ГФ. Способы добычи и подготовки нефти с высоким ГФ	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Характеристика объекта исследования	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

Методы определения ГФ. Причины образования повышенного ГФ. Способы добычи и подготовки нефти с высоким ГФ	
Характеристика объекта исследования	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
Социальная ответственность.	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	Введение	10
18.04.2020	Методы определения ГФ. Причины образования повышенного ГФ. Способы добычи и подготовки нефти с высоким ГФ	20
27.04.2020	Характеристика объекта исследования	10
08.05.2020	Расчетная часть	20
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.05.2020	Социальная ответственность	15
27.05.2020	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 с., 17 рис., 13 табл., 48 источников.

Ключевые слова: газовый фактор, технология подготовки загазованной нефти, методы определения газового фактора, оборудование для добычи нефти с высоким газовым фактором.

Объект исследования: «Снежное» месторождение Томской области, Каргасокский район.

Цель работы: Изучение литературных источников по теме повышенного газового фактора, выбор оптимальной компоновки УЭЦН при добыче нефти с высоким газовым фактором.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть выполнена в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019. «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»

В процессе исследования проводились: Изучение литературы на тему повышенного газового фактора, технологических документов Уренгойского НГК месторождения, обзор подземного оборудования для устойчивой работы УЭЦН и ШГН, проведена оценка их применимости при различных степенях загазованности жидкости.

В результате исследования: проведён анализ технологий по измерению газового фактора, а также технологий по добыче нефти с высоким содержанием газа. Проведен расчет установки электроцентробежного насоса для добычи нефти с высоким газовым фактором.

Область применения: месторождения с повышенным газовым фактором.

Экономическая эффективность/значимость работы: проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Список обозначений и сокращений:

Сокращения:

ГФ – газовый фактор

УЭЦН – установка электро-центробежного насоса

ЭЦН – электроцентробежный насос

НГК месторождение– нефтегазоконденсатное месторождение

ИР – исследовательская работа

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГНК – газонефтяной контакт

ПНГ – попутный нефтяной газ

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

УВ – углеводороды

РД – руководящий документ

ГЗУ – групповая замерная установка

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

УПН – установка подготовки нефти

ППД – поддержание пластового давления

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

БКНС – блок кустовой насосной станции

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ГЖС – газожидкостная смесь

ГСН – газостабилизатор компании «НОВОМЕТ»

ГН – газосепаратор компании «НОВОМЕТ»

ВНН – вихревой насос компании «НОВОМЕТ»

ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка

ШГН – штанговый глубинный насос

ЯГ – якорь газовый

КПД – коэффициент полезного действия

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы

ГК – газовый конденсат

МФОН – мультифазный осевой насос

Таблица обозначений (табл. 1)

$P_{\text{заб}}$	Забойное давление, МПа
$P_{\text{нас}}$	Давление насыщений, МПа
$P_{\text{пл}}$	Пластовое давление, МПа
$Q_{\text{ж}}$	Дебит жидкости, м ³ /сут
$P_{\text{сеп}}$	Давление сепарации, МПа
$P_{\text{атм}}$	Давление атмосферное, МПа

Оглавление:

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. Методы определения ГФ. Причины образования повышенного ГФ. Способы добычи и подготовки нефти с высоким ГФ	13
1.1 Газовый фактор. Определение газового фактора	14
1.1.1 Определение ГФ при помощи ГЗУ.....	16
1.1.2 Определение ГФ на передвижных замерно-сепарационных установках.....	16
1.1.3 Исследование глубинных проб нефти	17
1.1.4 Определение ГФ с использованием метода материального баланса и констант фазового равновесия.....	18
1.1.5 Сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации	18
1.2 Технология сепарации нефти с высоким газовым фактором	18
1.2.1. Технология подготовки на Уренгойском НГК месторождении	20
1.2.2 Трехфазный сепаратор и принцип его работы.....	22
1.3 Причины образования повышенного газового фактора.....	24
1.3.1 Повышенный газовый фактор при разработке месторождения с газовой шапкой.....	25
1.4 Способы добычи нефти с высоким газовым фактором.....	26
1.4.1 Компоновки, представленные компанией «НОВОМЕТ».....	26
1.4.2 Виды ЭЦН при добыче нефти с высоким содержанием газа.....	31
1.4.3 Добыча газированной нефти ШСНУ	36
2. Характеристика объекта исследования	40
2.1 О лицензионном участке.....	40
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	41
3. Расчетная часть	42
3.1 Расчет УЭЦН	42
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	50
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	50
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	50

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	51
4.1.3 SWOT-анализ.....	53
4.2 Формирование плана и графика разработки ИР	56
4.2.1 Определение этапов, трудоемкости работ и разработка графика Ганта	56
4.3 Планирование и формирование бюджета научных исследований	57
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	59
5. Социальная ответственность при эксплуатации месторождений с повышенным газовым фактором	64
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
5.1.1 Социальные правовые нормы трудового законодательства	64
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	65
5.2 Производственная безопасность	66
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия	67
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия	70
5.3 Экологическая безопасность.....	72
5.3.1 Загрязнение селитебной зоны.....	72
5.3.2 Загрязнение атмосферы.....	73
5.3.3 Загрязнение гидросферы	73
5.3.4 Загрязнение литосферы	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении многих лет нефтяная промышленность стремится к достижению максимального коэффициента извлечения нефти (КИН) из залежи. Поэтому на завершающей стадии разработки месторождений Западной Сибири остро встает проблема сопоставления промыслового газового фактора с его утвержденными проектными значениями. На поздней стадии разработки начинается снижение пластового давления, что ведет к дегазации нефти, в следствии чего плотность добываемой и оставшейся в пласте нефти может увеличиться на $10 - 20 \text{ кг/м}^3$, а значение коэффициента динамической вязкости может изменяться до трети от первоначального значения. В ходе всех вышеперечисленных физических преобразований изменяются фильтрационные свойства пласта, учащается срабатывание насосами защиты срыва подачи и уменьшается межремонтный период (рис. 1.)

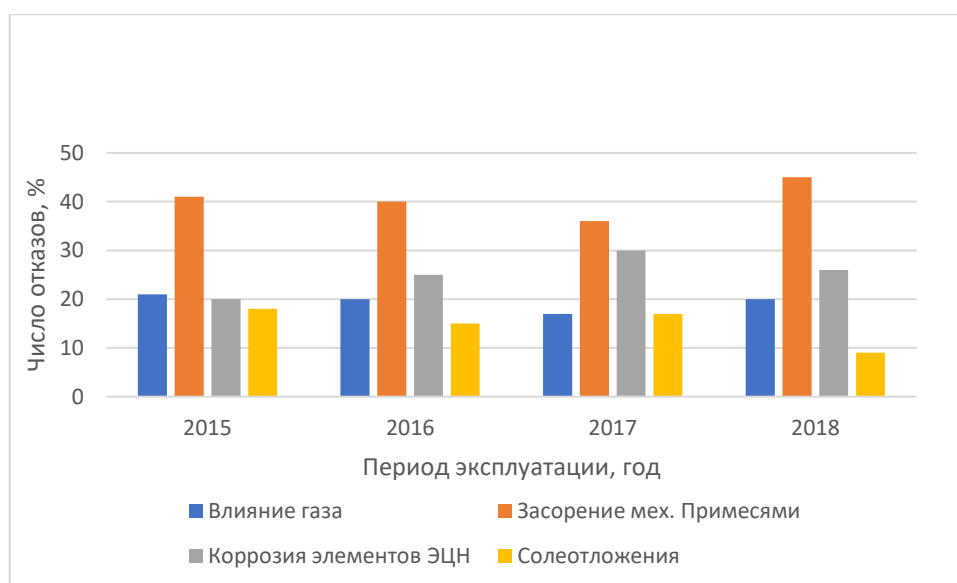


Рисунок 1 – Статистика отказов УЭЦН на Ванкорском месторождении в период 2015-2018 гг.

Однако, так происходит не всегда. Существуют месторождения, на которых давление насыщения равно пластовому давлению еще до начала разработки. Для таких месторождений характерно наличие газовой шапки, что ведет к целесообразности применения газонапорного режима работы залежи.

Этот метод достаточно эффективен и при надлежащем контроле за газовым фактором и уровнем газонефтяного контакта (ГНК), КИН варьируется в пределах 0,5-0,6. При недостаточных запасах газа, газонапорный режим может поддерживаться путем закачки газа в верхнюю часть залежи через специальные скважины.

Повышение ГФ свойственно для поздних стадий разработки, для месторождений, где добыто более 80% начальных доказанных извлекаемых запасов нефти промышленной категории, обводненностью продукции более 90%, а также газовым фактором, десятикратно превышающим начальный. Такие залежи называют остаточными.

Для более детального изучения проблемы и возможности применения различных технологий в выпускной квалификационной работе было рассмотрено Снежное месторождение с извлекаемыми запасами около 15 млн. тонн.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ месторождения с повышенным газовым фактором и технологий, применяемых при данном виде осложнений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ✓ Изучить нормативно-техническую документацию и литературу по исследуемой теме;
- ✓ Проанализировать причины возникновения повышенного газового фактора;
- ✓ Ознакомиться с методами определения газового фактора;
- ✓ Изучить оборудование, применяемое при добыче нефти с высоким газовым фактором.
- ✓ Оценить эффективность процесса добычи на Снежном месторождении

1. Методы определения ГФ. Причины образования повышенного ГФ. Способы добычи и подготовки нефти с высоким ГФ

При изучении данной проблемы было проанализировано множество работ отечественных и зарубежных авторов, Баймухаметов М.К., Behrouz M., Aghajani M., которые исследовали влияние обводненности на величину газового фактора.

На месторождениях западной Сибири Хафизов А.Р. описывает технологию сепарации нефти с высоким показателем ГФ. Кордик К.Е. затрагивает тему моделирования технологических показателей и прогнозирования величины газового фактора, что является не менее актуальным направлением для размышления в данной работе, а также дает точное определение газовому фактору.

Оценкой эффективности применения УЭЦН в условиях повышенного газового фактора и других осложняющих процессов, выбором наиболее оптимального способа добычи нефти на Вуктыльском месторождении в своих работах занимались Максимова Ю.А. и Коротченко. Р.К.

А.Т. Росляк занимался выбором объектов и систем разработки месторождений, расчетом показателей разработки при различных режимах работы залежей, математическим моделированием основных процессов разработки, современными методами проектирования, контроля и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений занимался

1.1 Газовый фактор. Определение газового фактора

При эксплуатации нефтяного месторождения из нефти, поднимающейся на дневную поверхность, выделяется газ. Попутный нефтяной газ (ПНГ) – газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки.[1] Количество выделившегося газа характеризуется газовым фактором. Для наиболее правильного его определения следует воспользоваться «инструкцией по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр». [1] Газовый фактор – представляет собой количество газа (м^3) извлеченного вместе с одной тонной нефти.

Для эффективной утилизации попутного нефтяного газа наиболее часто используются следующие способы: [2]

- ✓ Разделение на компоненты, большую часть которых составляет сухой газ (метан с содержанием этана до 10%). Другая же часть называется широкой фракцией легких углеводородов (ШФЛУ) – смесь углеводородов $\text{C}_2\text{-C}_8$. Их содержание не должно превышать 1%. Именно эта смесь является сырьем для нефтехимии.

- ✓ Использование в качестве топлива для энергоустановок. Позволяет предприятию экономить на электроэнергии и не зависеть от внешних ресурсов.

- ✓ Нагнетание обратно в пласт. Такое использование называется сайклинг процессом и позволяет повышать нефтеотдачу пласта.

При подсчете запасов нефти и газа объекта разработки необходимо определять: газовый фактор и количество растворенного газа, как по газу в целом, так и по отдельным частям. Перспективный ГФ и значение количества добываемого газа при применении специальных методов на пласт берутся из составленных проектов разработки. Регулярность измерения ГФ определяется руководством нефтегазодобывающего предприятия и производится согласно утвержденному плану-графику.

Опираясь на РД 39-083-для увеличения точности учета попутного нефтяного газа и сокращения его потерь было создано требование, при котором определение газового фактора разделялось на объекты:[3]

- ❖ отдельные скважины
- ❖ группы скважин, эксплуатирующие один объект разработки (кустовая площадка)
- ❖ отдельные ступени сепарационных систем промысловых объектов.

Определение газового фактор производится различными методами, в зависимости от условий эксплуатации скважин:[4]

- ❖ С помощью групповых замерных установок типа "Спутник" (с последующим дифференциальным разгазированием в лабораторных условиях пробы жидкости, взятой на выходе из сепаратора);
- ❖ Непосредственным измерением количества газа и нефти на передвижных замерно-сепарационных установках;
- ❖ Исследованием глубинных проб нефти, режим разгазирования которых до стандартных условий должен соответствовать режимам сепарации на промысле;
- ❖ Расчетом по константам фазового равновесия газонефтяных систем с применением метода материального баланса;
- ❖ Сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации;

- ❖ Методом исследования рекомбинированных проб нефти и газа.

Исследования на компонентный состав и количественное определение ГФ проводятся на опорных скважинах и по результатам исследования происходит сравнение полученных данных с показателями всей технологической цепочки, вплоть до предприятия в целом. Частота таких измерений регулируется руководством нефтегазодобывающего предприятия.

1.1.1 Определение ГФ при помощи ГЗУ

Наиболее простым и оперативным методом определения газового фактора является групповая замерная установка, в состав которой входит газосепаратор. Продукция скважин одного куста поступает в переключатель скважин многоходовой, при помощи которого выбирается одна скважина, флюид которой далее поступает в сепаратор. Продукция остальных скважин поступает в общий трубопровод. В газосепараторе происходит отделение газа от нефти. Отделившийся газ через датчик расхода газа поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. При помощи регулятора расхода и заслонки, соединенной с поплавковым уровнемером, создается циркуляция нефти через счетчик с постоянными скоростями, что позволяет оценивать дебит в широком диапазоне. Далее исходя из определения производится расчет ГФ: показания датчика расхода газа делятся на тонну дегазированной нефти.

1.1.2 Определение ГФ на передвижных замерно-сепарационных установках

Наряду с сепараторами ГЗУ наблюдается высокая эффективность применения передвижных сепарационных установок. Данные установки работают по принципу гидроциклонных сепараторов и монтируются на автоприцепе. Для отделения газа от нефти используется центробежная сила, возникающая на гидроциклоне, а разделение их в емкости происходит по принципу гравитационного разделения фаз.

1.1.3 Исследование глубинных проб нефти

Специфика исследования глубинных проб при условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения, а также обводненности продукции более 10%, заключается в замере продукции скважины на первой ступени сепарации, в отличие от ситуации, когда обводненность составляет менее 10% и $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$, в таком случае, продукция исследуется на каждой ступени сепарации.

В целом, для соответствия режимам сепарации на промыслах, используется ступенчатая сепарация, соответствующая принятой системе нефтегазосбора, то есть каждая ступень дегазации соответствует каждой ступени сепарации на промысле, а в последней ступени, давление равно атмосферному.

Исследование нефти при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и обводненности более 10% происходит следующим образом:

1. Производится измерение количества газа и количества жидкости, поступающих в сепаратор;
2. Происходит отбор проб нефти и газа;
3. Проводят дегазацию отобранной пробы и по результатам ее исследований определяют объемный коэффициент и плотность при температуре, соответствующей температуре сепаратора.
4. Также исследуется проба газа, определяется ее плотность и состав.

Порядок определения газового фактора при газлифтном способе остается таким же, но помимо анализа проб первой ступени сепарации, учитывается газ, поданный извне, проводится анализ газа по компонентам.

1.1.4 Определение ГФ с использованием метода материального баланса и констант фазового равновесия

При расчёте газового фактора данным методом, необходимо знать начальные условия, а именно: константы фазового равновесия при заданных условиях каждого компонента углеводородной смеси, компонентный состав смеси, молярный состав пластовой жидкости, пластовые давление и температуру. Путем выполнения ряда математических операций, исходя из исходных данных, можно узнать количество каждого компонента по жидкой и по газовой фазе, следовательно, и газовый фактор.

1.1.5 Сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации

Для того, чтобы применить данный метод, необходимо знать или рассчитать компонентный состав сепарированной нефти. С использованием данных о компонентном составе газа при известных термобарических условиях на ступенях сепарации после сепарации второй ступени определяются молярные массы газа и оставшейся нефти, а так же газовый фактор и плотность сепарированной нефти.

1.2 Технология сепарации нефти с высоким газовым фактором

Сепарацией нефти называется разгазирование нефти при определенных давлениях и температурах, регулируя которые можно добиться наиболее полного и качественного отделения нефти от воды и газовых фракций.

Целью отделения нефти от воды и газа является:

- ✓ Добыча попутного нефтяного газа, использование которого возможно в качестве химического сырья или топлива.
- ✓ уменьшение смешивания нефтегазового потока (смесь становится более однородной) за счет этого уменьшается гидравлическое сопротивление;
- ✓ уменьшение пенообразования;

✓ уменьшение скачков давления в трубопроводах при транспортировке нефти от сепараторов АГЗУ до установки подготовки нефти (УПН).

Разновидности нефтегазовых сепараторов:

1. по назначению сепараторы делятся на:
 - замерные
 - сепарирующие;
2. по геометрической форме:
 - цилиндрические,
 - сферические;
3. по расположению сепараторы бывают:
 - вертикальные,
 - горизонтальные
 - наклонные;
4. по характеру основных действующих сил:
 - гравитационные,
 - центробежные,
 - инерционные,
 - ультразвуковые и т.д.
5. по технологическому назначению:
 - двухфазные – применяются для разделения потока на жидкость и газ;
 - трехфазные – основное отличие от 2-х фазных – возможность отделять воду.
 - сепараторы первой ступени – применяются с использованием давления первой ступени сепарации и рассчитаны на максимальное количество газа в потоке;

- концевые сепараторы – применяются на заключительном этапе подготовки нефти с использованием минимального давления перед подачей ее в товарные резервуары.
- сепараторы-делители потока – необходимы при делении потока на одинаковые массы.

6. по рабочему давлению:

- сепарация с низким давлением – до 0,6 МПа
- средним давлением: от 2,5 МПа до 4 МПа
- сепараторы высокого давления – выше 4 МПа.
- вакуумная сепарация – используется с $P_{\text{сеп}} < P_{\text{атм}}$

1.2.1. Технология подготовки на Уренгойском НГК месторождении

Для более детального рассмотрения вопроса можно рассмотреть схему подготовки нефти Уренгойского НГК месторождения. После подписания постановления правительства «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», на данном месторождении применяется трехступенчатая сепарация нефти с одновременным отстоем воды для уменьшения выбросов в атмосферу до 5%. ПНГ активно используется для нужд предприятия, подогрева нефти, а также закачки его в систему ППД. Ниже представлена технологическая схема УПН с высоким газовым фактором (рис. 2.).[5]

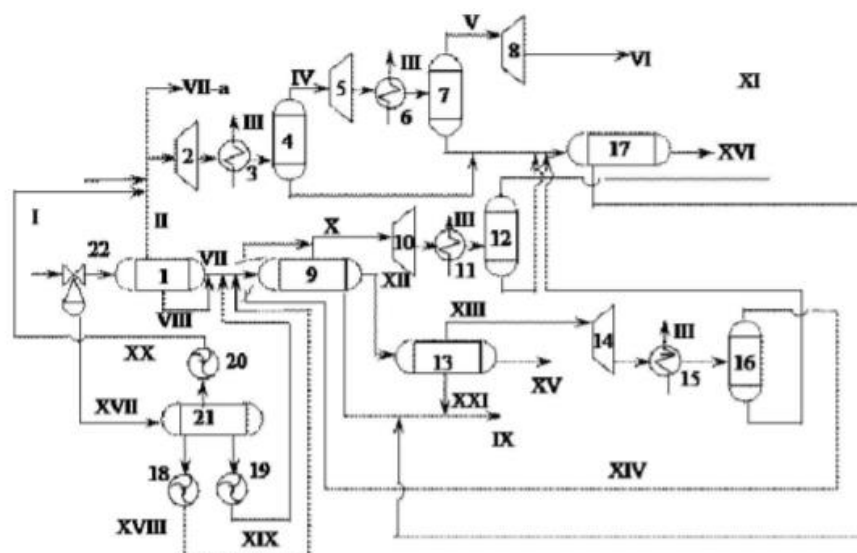


Рисунок 2 – Схема УПН с высоким ГФ.

Описание оборудования при подготовке нефти:

I	Продукция скважин	XI	Компримированный газ второй ступени сепарации
II	Газ первой ступени сепарации	XII	Нефтяная фаза со второй ступени сепарации
III	Морская вода	XIII	Газ третьей ступени сепарации
IV	Газ первой ступени компримирования	XIV	Компримированный газ третьей ступени сепарации
V	Газ второй ступени компримирования	XV	Стабильная нефть в танкер
VI	Газ в подводный трубопровод на берег	XVI	Конденсат
VII-a	Газ на собственные нужды	XVII	Продукция скважин на замер
VII	Нефтяная фаза на вторую ступень сепарации	XVIII	Водяная фаза с замерного сепаратора
VIII	Водяная фаза с первой ступени сепарации	XIX	Нефтяная фаза с замерного сепаратора
IX	Вода со второй ступени сепарации	XX	Газовая фаза с замерного сепаратора
X	Газ второй ступени сепарации	XXI	Водяная фаза с сепаратора третьей ступени

Описание процесса подготовки нефти на Уренгойском НГК месторождении:

На каждой из ступеней сепарации газ компримируется, сепарируется и охлаждается для более эффективной транспортировки. После подъема на дневную поверхность жидкости установками ЭЦН, она направляется на трехходовой кран – 22. Далее продукция идет на замерную установку, где происходит первая ступень сепарации – 21. На линиях также имеются расходомеры 18,19,20. После этого происходит этап компримирования газа на компрессорах 2 и 5, после каждого компрессора установлены теплообменники для охлаждения газа – 3 и 6, т.к. компримированный газ нагревается. В сепараторах 4 и 7 происходит отделение оставшейся сконденсировавшейся жидкости, которая идет в отстойник – 17, а компримированный газ поступает на окончательный компрессор 8 и используется в нуждах предприятия. Жидкость после первой ступени сепарации поступает на вторую ступень сепарации в сепаратор – 9. Отсепарированный газ второй ступени через компрессор 10 и теплообменник 11 поступает на еще один сепаратор 12, где отделяется сконденсированная нефть, которая в свою очередь поступает в отстойник 17. Жидкость после сепаратора 9 поступает на сепаратор 13, где происходит конечная ступень сепарации. Газ проходит тот же путь через компрессор 14, теплообменник 15 и сепаратор 16. Оставшийся газ сбрасывается в линию газа второй ступени сепарации, а жидкость направляется в отстойник 17. Вода, отделившаяся с сепаратора второй (9) и третьей (13) ступени сепарации, а так же с отстойника 17 объединяется в одну линию. Данная схема подготовки нефти позволяет отсепарировать продукцию с 99% эффективностью по газу и приблизительно 95% по воде.

1.2.2 Трехфазный сепаратор и принцип его работы

Сепаратор – устройство, предназначенное для отделения поступающей жидкости от газа, а в некоторых случаях и воды (трехфазные сепараторы) при обводненности нефти до 5-20 %. [1]

Основными функциями трехфазных сепараторов являются:

- ✓ Разделение газожидкостного потока на отдельные фазы – газ, нефть и воду.

- ✓ Очистка добываемой жидкости от капель влаги, частиц нефти и природного газа.
- ✓ Разделение по плотностям на фракции – тяжелую (вода) и легкую (нефть, ГК).
- ✓ Сброс отстоявшейся пластовой воды.

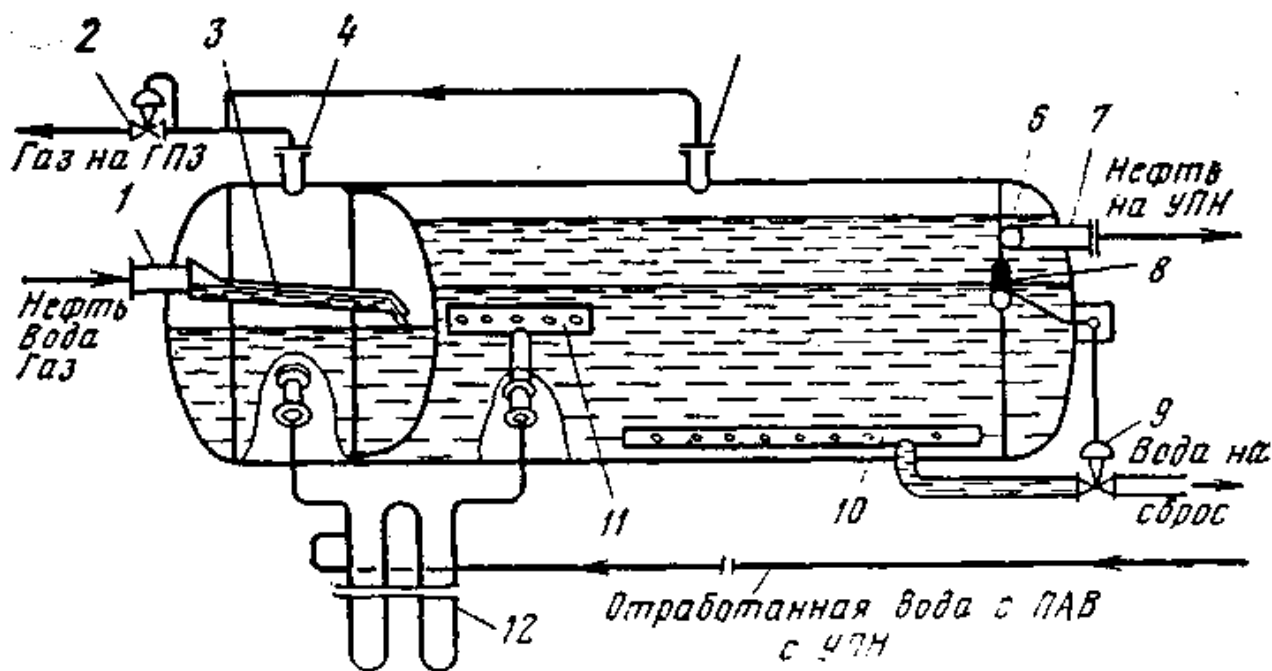


Рисунок 3 – Схема трехфазного сепаратора.

Принцип работы трехфазного сепаратора:

Газожидкостная смесь через патрубок – 1 поступает в сепарационный отсек – 3, в котором поддерживается необходимое постоянное давление. Отсепарированный газ через счетчик расхода газа – 2 подается на ГПЗ, либо на дальнейшее компримирование и сепарацию, как в случае на Уренгойском НГК месторождении. Смесь нефти, воды и небольшого количества газа через каплеобразователь – 12 поступает в секцию отстоя, где жидкость делится на нефть и воду. В качестве каплеобразователя может служить форсунка, распыляющая жидкость для увеличения дисперсности системы, тем самым повышая эффективность выделения газа. Нефть через патрубок клапан – 5 и патрубок – 7 далее поступает на УПН. Отделившаяся вода через исполнительный механизм – 10, который в свою очередь открывается клапаном 9, который

срабатывает от поплавка – 8, уходит либо в отстойник, либо на БКНС. В случае образования стойких эмульсий к каплеобразователю может подводиться жидкость с ПАВ для ее разрушения.[5]

1.3 Причины образования повышенного газового фактора

В последнее время на месторождениях западной Сибири актуальна проблема неувязки промыслового газового фактора с его проектными значениями на поздних стадиях разработки. По статистике было выявлено, что на большинстве таких месторождений применяется режим активного заводнения при $P_{пл} > P_{нас.}$ (рис. 4) [6]

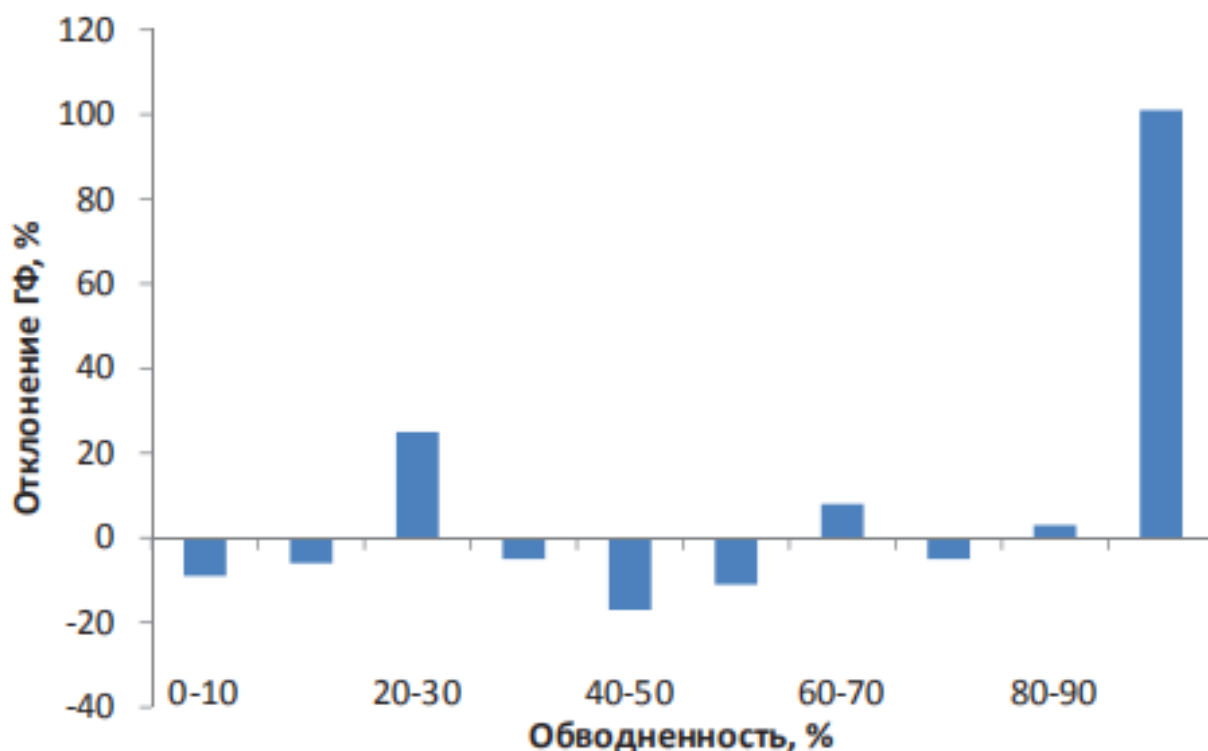


Рисунок 4 – Отклонение проектного ГФ с ростом обводненности.

Лабораторные исследования показывают, что рост ГФ пропорционален росту обводненности скважинной продукции. Рост газового фактора происходит за счет диффузии и адсорбции легких газовых компонентов нефти: N_2 , CO_2 , метан, этан, пропан. В результате утраты легких фракций нефть становится более вязкой и тяжелой, а вода насыщается газом, в том числе и из не извлекаемой части запасов. Таким образом плотность нефти может меняться до $10-20 \text{ кг/м}^3$, а

вязкость до 30%. Рост обводненности сказывается не только на росте ГФ, но и на термодинамических условиях подготовки нефти. [6]

Влияние обводненности на температуру жидкости на устье:

- ❖ При увеличении дебита жидкости (за счет системы ППД) сокращается время теплообмена жидкости со стенками скважины, следовательно, снижается ее охлаждение в процессе подъема.

- ❖ Повышается средняя теплопроводность за счет роста обводненности продукции. ($C_{\text{воды}} = 2 C_{\text{нефти}}$)

- ❖ При снижении динамического уровня, газ в затрубном пространстве препятствует теплообмену с породой.

Согласно расчетам при снижении температуры на 5 градусов, газовый фактор продукции снижается на 2,7%. При 10 градусах на 5,6%, что приводит к снижению уноса нефти газом до 50 и 150 тонн/сут соответственно.

1.3.1 Повышенный газовый фактор при разработке месторождения с газовой шапкой

Газовая шапка – пространство, в котором происходит скопление свободного газа над залежью с нефтью. В отличие от газовой залежи, газ газовой шапки может содержать тяжелые УВ. Их содержание может достигать 35-40%. [7] В таких залежах целесообразно изначально добывать нефть, т.к. газовая шапка способствует вытеснению нефти, а потом и сам газ. Газовые шапки могут появиться и в процессе разработки залежи в следствии снижения пластового давления.

Одной из проблем разработки залежи с газовой шапкой является контроль забойного давления добывающих скважин. При снижении забойного давления ниже давления насыщения происходит интенсивное выделение газа из нефти, что сказывается на коэффициенте продуктивности пласта.

Исходя из вышесказанного следует другая проблема – проблема улетучивания легких углеводородов при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$. Такая нефть переходит в

остаточную, а остаточная нефть становится более вязкой в следствии улетучивания легких фракций, что катастрофически сказывается на нефтеотдаче.[1]

Необходим тщательный контроль над забойным давлением, т.к. при высоком газосодержании оказывается низким минимальное забойное давление фонтанирования, и как только прекращается работа систем ППД, так забойное давление резко начинает падать, что приводит к катастрофическому снижению коэффициента продуктивности.

К достоинствам разработки месторождения данным методом можно отнести тот случай, когда обеспечивается своевременное внедрение газового заводнения, когда перед нагнетаемой водой создается широкая газовая прослойка, что в совокупности обеспечивает высокий коэффициент охвата, а так же высокий коэффициент нефтеотдачи пласта.

1.4 Способы добычи нефти с высоким газовым фактором

Основным фактором, влияющим на работу УЭЦН в условиях повышенного газового фактора, является газосодержание у входа в насос, поэтому все подземное оборудование, предназначенное для стабильной работы насоса, устанавливается под ним.

1.4.1 Компоновки, представленные компанией «НОВОМЕТ»

В настоящее время свыше двух третей нефти в России добывается УЭЦН, но случаи, когда в нефти содержится большое количество свободного газа, требуют частного подхода. Возникает необходимость применения специальных компоновок скважин, оборудованных УЭЦН, газосепараторами, газодиспергаторами. Для увеличения периода выработки УЭЦН на отказ, возможно применение следующих мер:[8]

1. Максимальная глубина спуска подвески погружного оборудования.
2. Применение газосепараторов для отвода выделяющегося газа в затрубное пространство.

3. Применение диспергаторов, дробящих пузырьки газа до квазигомогенной смеси.
4. Ввод в эксплуатацию «конических» насосов, состоящих из ряда ступеней различных типов: на подаче размещены ступени больших размеров, а на выходе флюида применяются ступени на меньшую подачу.
5. Разработка модернизированных ступеней насоса ЭЦН для работы в газонасыщенных средах.
6. Использование насосно-эжекторных установок, включающие в себя газосепаратор, центробежный и струйный насос, включенные последовательно.
7. Применение частотных преобразователей и телеметрии в составе погружного оборудования.

В целях обеспечения стабильной работы скважины, компания «Новомет» предлагает специальную компоновку скважины, в состав которой входит установка вихревого насоса, газостабилизатор, мультифазный насос, газосепаратор. В зависимости от содержания свободного газа, применяются различные комбинации вышеперечисленного оборудования (рис. 5). Данные компоновки доказали свою эффективность, пройдя испытания, выкачивая ГЖС с газосодержанием до 97%. Также была доказана эффективность при поверхностной перекачке ГЖС с содержанием газа до 85%. [8]

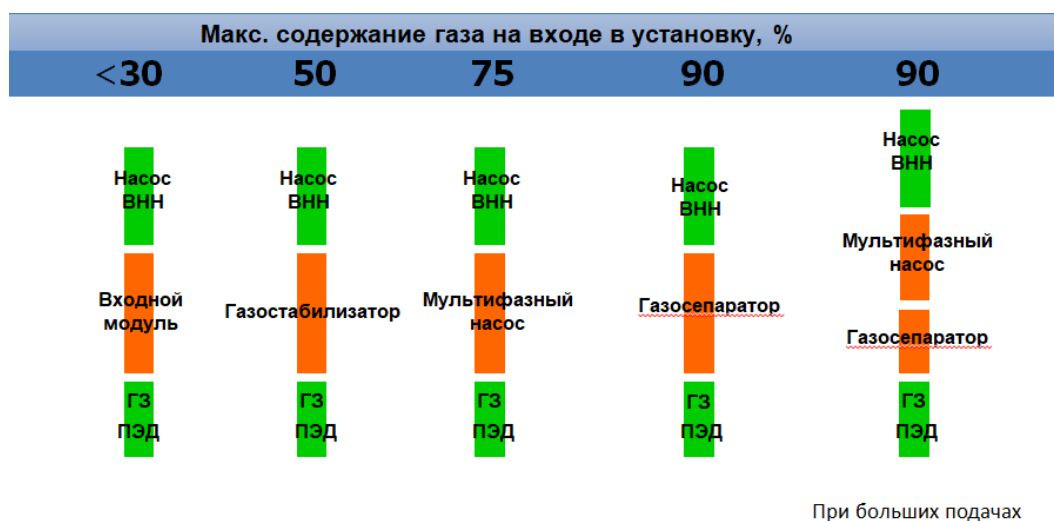


Рисунок 5 – соответствие содержания газа с компоновкой скважины.

Газостабилизатор (ГСН) – устройство, которое оборудуется перед установкой ВНН, прокачивающее ГЖС через начальный участок, что способствует уменьшению степени неоднородности жидкости и как следствие препятствует образованию неподвижных газовых пробок. Используется для перекачки жидкости с содержанием свободного газа до 50%, содержит две ступени: диспергирующую и напорно-диспергирующую. (рис. 6)

Газостабилизатор(ГСН)



Рисунок 6 – устройство газостабилизатора.

Мультифазный осевой насос (МФОН) – предназначен для условий, когда содержание свободного газа достигает 75%, а так же любой обводненности скважиной продукции. Наряду с газостабилизатором МФОН гомогенизирует ГЖС. Основное отличие в том, что МФОН дополнительно сжимает жидкость, не допуская разрыва сплошности потока. Основные ступени насоса – рабочее колесо и напорно-диспергирующая ступень. (рис. 7)

Мультифазный осевой насос (МФОН)



Рисунок 7 – Компоненты МФОН.

Газосепаратор (ГН) с геликоидальным шнеком – основной задачей данного газосепаратора является снижение нерастворенного газа в ГЖС. Испытания доказали, что применение данного сепаратора возможно с содержанием свободного газа до 90%. Основное отличие от обычных шнеков – наличие переменного шага: от 90° на приеме и до 30° на выходе. Данный шнек совмещает в себе напорный и сепарационный узел. (рис. 8)

Газосепаратор (ГН) с геликоидальным шнеком



Рисунок 8 – Газосепаратор с геликоидальным шнеком.

1.4.2 Виды ЭЦН при добыче нефти с высоким содержанием газа

В настоящее время, когда многие месторождения находятся на поздних и завершающих стадиях разработки, необходимо создание новых технологий добычи нефти в осложненных условиях. Нефтегазовый сектор в высоком темпе разрабатывает данные технологии, одними из которых являются новые и модернизированные электроцентробежные насосы. Когда применение стандартных УЭЦН малоэффективно или невозможно, происходит этап внедрения новых технологий. В настоящее время существует немалое количество износостойких, коррозионностойких ЭЦН, а так же насосов, применяемых на месторождениях с повышенным газовым фактором. Вихревые и конические насосы после их разработки вызвали высокий интерес компаний в их применении.

➤ Вихревые насосы

Компанией «Новомет» были разработаны новые центробежно-вихревые ступени с повышенным напором, которые предназначены для работы в условиях высокой концентрации твердых частиц (более 500 мг/л), а так же газовым фактором, превышающим 300 м³/м³. Их эффективность работы в тяжелых условиях в 2 раза превышает эффективность работы стандартной центробежной системы за счет оборудования рабочих колес дополнительными лопатками.

Центробежно-вихревые ступени насоса достаточно трудоемки в изготовлении из-за их сложности конструкции. Для их изготовления применяют метод порошковой металлургии. Основным материалом для изготовления данных типов рабочих колес является чугун. Но в зависимости от коррозионностойкого или износостойкого используют чугун типа «нирезист» и износостойкий чугун соответственно.

Конструкция центробежно-вихревого насоса фирмы «Новомет» (рис. 9)

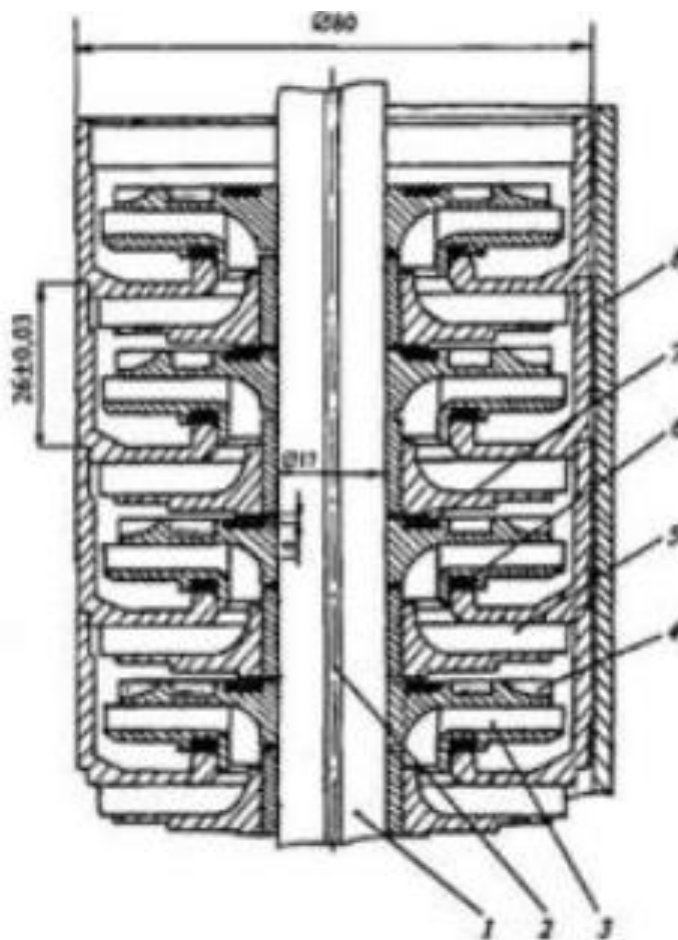


Рисунок 9 – Ступени центробежно-вихревого насоса.

1 – вал; 2 – шпонка; 3 – рабочее колесо; 4 – радиальная шайба; 5 – направляющий аппарат; 6 – нижняя опорная шайба; 7 – верхняя опорная шайба; 8 – корпус насоса.

Основным отличием рабочего колеса (импеллера) вихревого насоса от центробежного является наличие вихревого венца (рис. 10). Он располагается на ведущем диске.[8]

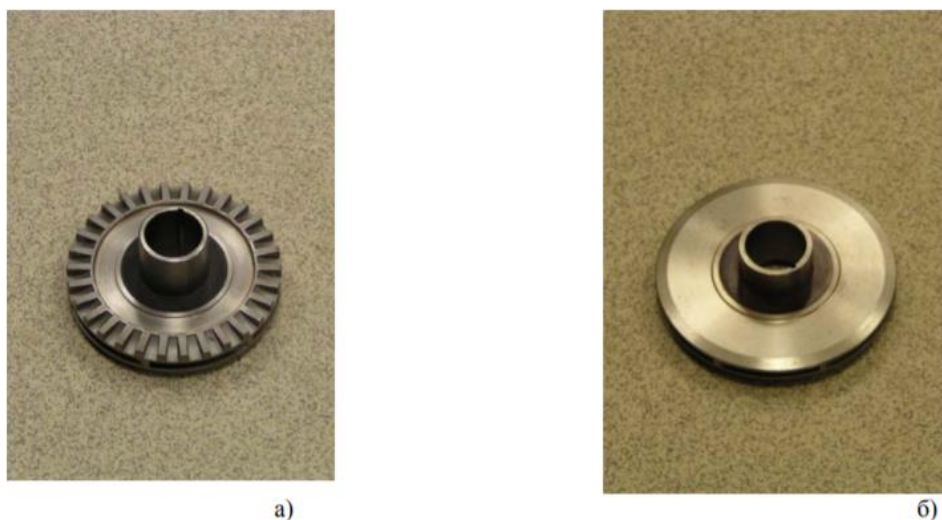


Рисунок 10 – рабочие колеса нефтяных ступеней: а) для центробежно вихревого насоса б) для центробежного

Наличие вихревого венца способствует созданию дополнительного потока жидкости, который за счет кинетической энергии потока преобразуется в напор. В совокупности использования центробежной части и вихревого венца достигается напор на 15-25% выше обычного. (рис 11)

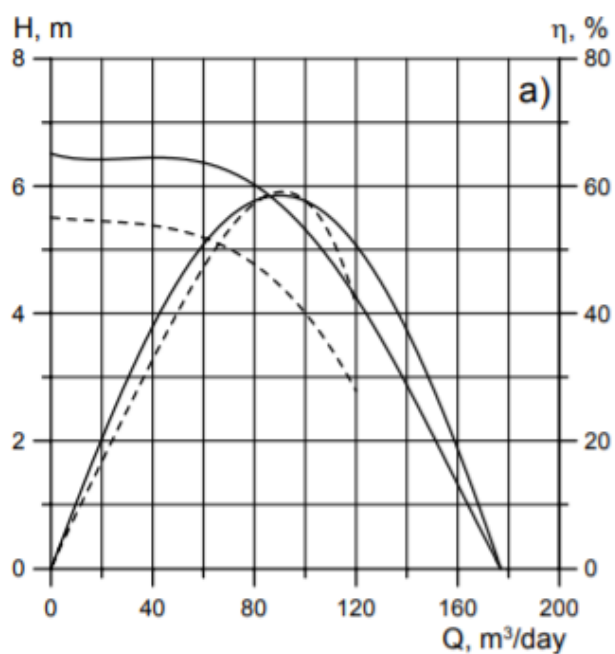


Рисунок 11 – Рабочие характеристики насосов, оборудованных центробежно-вихревыми ступенями (сплошные линии) и центробежными (пунктирные)

Преимущества таких рабочих колес раскрываются при работе со скважинами с высоким газовым фактором: при вихревом воздействии на загазованную жидкость, пузырьки газа интенсивно диспергируются, что повышает устойчивость работы насоса, поэтому концентрация свободного газа на входе в насос может быть в 1,5-2 раза выше, чем у центробежных. (рис. 12)

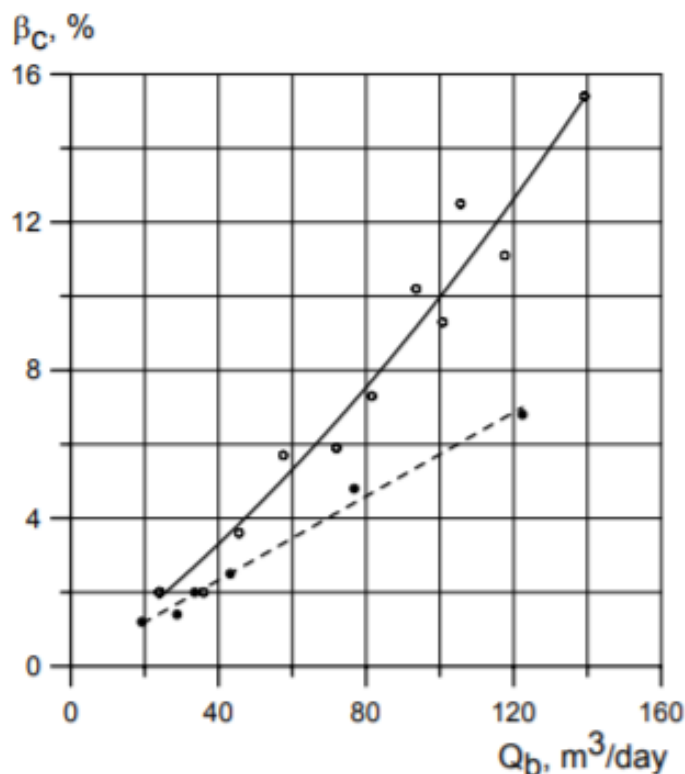


Рисунок 12 – Зависимость критической концентрации газа от подачи на частоте 50 Гц: сплошная – ступень с вихревым венцом, пунктирная – стандартная ступень.

➤ Коническая сборка ЭЦН

При снижении забойного давления на месторождениях с повышенным газовым фактором, на прием насоса поступает жидкость с большим количеством свободного газа. Для борьбы с данным осложнением возможно применение установки конической компоновки.

Принцип действия конической компоновки построен таким образом: у входа в насос монтируются ступени большей производительности, затем по мере увеличения количества секций насос комплектуется ступенями меньшей

производительности с учетом сжатия и растворения газа в первых ступенях. (рис. 13) [8]

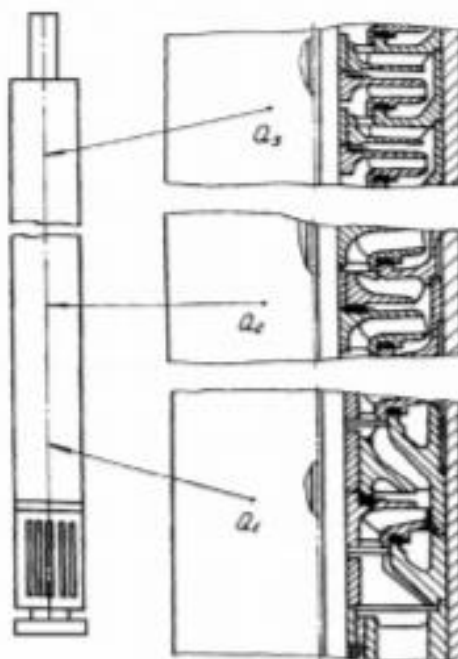


Рисунок 13 – Схема конического насоса: ступень a_1 – максимальная производительность, ступень a_2 – средней производительности, ступень a_3 – меньшей производительности.[10]

Преимуществом данного типа насоса можно отметить:

- ✓ Больше допустимое газосодержание на входе в насос
- ✓ Меньшая потребляемая мощность, вследствие меньший нагрев.

Существует ряд ограничений в применении данного типа насосов:

- ✓ Максимальная эффективность применения данного типа насоса достигается при относительно небольшом газосодержании у входа в насос
- ✓ Трудоемкость установки из-за различных габаритов изделия
- ✓ Трудоемкий оптимальный расчет конической сборки
- ✓ Ступени ЭЦН большей подачи испытывают такое же влияние газа, как и ступени меньшей производительности

Несмотря на большое количество недостатков, конические сборки насоса до сих пор используются и модернизируются.

1.4.3 Добыча газированной нефти ШСНУ

Многолетний опыт эксплуатации нефтяных скважин показал, что выше столба жидкости в скважине находится не газ, а газонефтяная пена. Помимо того, что пены препятствуют точному измерению динамического уровня в скважине, они снижают коэффициент наполнения насоса, при условии, что пенораздел (граница между жидкостью и пеной) устанавливается на приеме насоса.

Уменьшение подачи насоса под влиянием свободного газа заключается в следующем: [11]

- 1) Газ, попадая в цилиндр ШСНУ, занимает часть рабочего объема, снижая его подачу;
- 2) Газ, расширяясь и выходя из нефтегазовой смеси, также уменьшает подачу насоса.

В особых случаях из-за массового наполнения цилиндра газом, может произойти срыв подачи насоса, т.е. остановится течение жидкости через приемный клапан из-за того, что при движении плунжера вверх, давление расширенного газа внутри цилиндра будет больше давления всасывания.

Из-за отсутствия центробежной энергии, применение газосепараторов и диспергаторов в ШГН невозможно, поэтому для увеличения стабильности работы ШСНУ и уменьшения газосодержания жидкости, на входе в насос используют газовые якоря в различных исполнениях, основанных на гравитационном принципе сепарации газа:

Газовый якорь ЯГ-1 – якорь-зонт (рис. 14) позволяет частично отводить свободный газ на приеме насоса в затрубное пространство.

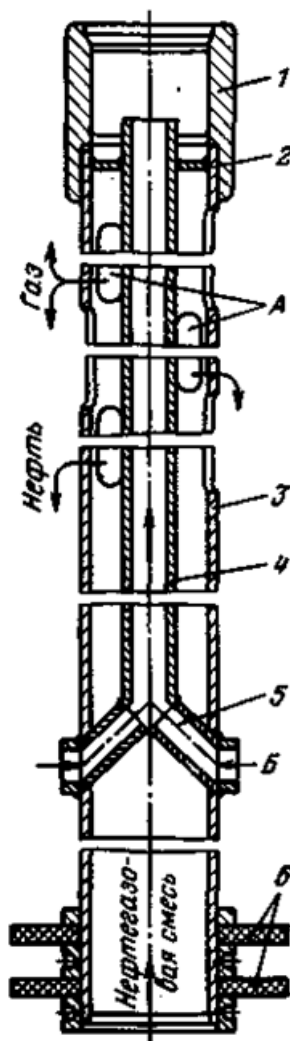


Рисунок 14 – Газовый якорь-зонт ЯК-1.

В состав ЯК-1 входит: 1 – муфта, 2 – шайба, 3 – корпус, 4 – всасывающая трубка, 5 – трубчатый угольник, 6 – уплотняющие манжеты.

Принцип работы ЯК-1 заключается в следующем: газожидкостная смесь поступает в корпус якоря через отверстие между уплотняющими манжетами, далее смесь движется вверх. В результате смены направления движения на 180° , газ отделяется от нефти и поднимается, выходя через отверстие А, а дегазированная нефти направляется вниз в отверстие Б, затем через всасывающую трубку и трубчатый угольник поступает на прием насоса.

Существуют многосекционные якоря, состоящие из нескольких параллельно работающих простых якорей. Самым распространенным многосекционным якорем является трехкорпусный 89-мм якорь. [11]

Винтовой газовый якорь (рис. 15) отличается от ЯК-1 тем, что отделяет пузырька газа от жидкости центробежной силой.

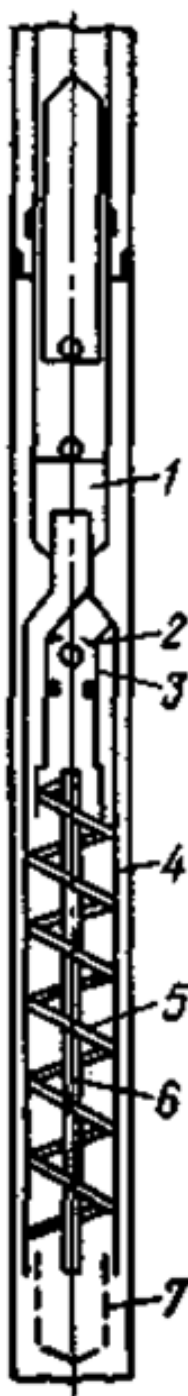


Рисунок 15 – Винтовой газовый якорь.

Конструкция винтового газового якоря: 1 – прием скважинного насоса, 2 – клапан, 3 – трубка, 4 – корпус газового якоря, 5 – винт, 6 – стержень винта, 7 – фильтр

Принцип работы винтового газового якоря заключается в следующем: газожидкостная смесь поступает через нижнее отверстие на винтовой модуль. Жидкость совершает винтовое движение, направляемое поверхностью винта. Под действием центробежной силы частицы жидкости перемещаются к стенке корпуса якоря, а пузырьки газа к боковой поверхности стержня винта. Двигаясь далее вверх, газ попадает в газовыпускную трубку.

2. Характеристика объекта исследования

Снежное НГК месторождение располагается в самом центре Томской области (58°56'35" с.ш.; 79°45'27" в.д.). В районе расположения снежного месторождения находятся аэродромы, речные порты, образовательные учреждения, хлебозавод. Наиболее близкий населенный пункт – село Каргасок с постоянным населением 7,5 тысяч человек, а вместе с работниками нефтегазового комплекса – 12 тысяч.

Ближайшими крупными городами являются:

- Нижневартовск – 300 км.,
- Северск – 384 км.,
- Томск – 389 км.,
- Тара – 394 км.

Территория Томской области покрыта болотами, мелководными реками и озерами (около 40% площади). Погода с резкими перепадами температур, продолжительность заморозков с морозами до -40° может составлять до 6 месяцев, что позволяет оборудовать зимники. Летом температура может подниматься до +35°

2.1 О лицензионном участке

Данный лицензионный участок принадлежит компании «Норд Империял» - дочерней структуре ImperialEnergy. Лицензионный срок на разработку и добычу УВ сырья на данном участке истекает в конце 2029 года.

Всего на данном месторождении пробурены 44 скважины, 32 из которых являются эксплуатационными, 7 из них пробурены кустовым способом. 11 скважин являются разведочными.

Для транспортировки скважинной продукции была построена станция подготовки нефти, а также был проложен трубопровод, протяженностью 49 км., до ближайшего пункта приемки нефти в Завьялово.

Для осуществления сервиса на данном же участке было создано дополнительное предприятие – «Рус Империял Групп».

2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Помимо Снежного месторождения британская компания владеет еще восемью участками в этом же районе. К 2016 году извлекаемые и геологические запасы нефти категорий В, С1, С2 всех месторождений оценивались в 49,6 и 155 млн. тонн соответственно.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика пласта Ю₁¹⁻³ месторождение Снежное

Параметры	Объект разработки
	Ю ₁ ¹⁻³
Средняя глубина залегания кровли, м	-2337
Коэффициент пористости, доли ед.	0,120
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0,8-8,6
Начальная пластовая температура, °С	103,3
Начальное пластовое давление, МПа	24,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,2
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,621
Абсолютная отметка ГНК, м	-2322,4
Абсолютная отметка ВНК, м	-2375,8
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,6
Содержание серы в нефти, %	0,18
Содержание парафина в нефти, %	2,74
Содержание смол силикагелевых, %	3,56
Асфальтенов, %	0,16
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,3
Газовый фактор, м ³ /т	227
Содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	295,3

3. Расчетная часть

В данном разделе выпускной квалификационной работы будет произведен расчет компоновки скважины с повышенным газовым фактором и проведен анализ с действующими компоновками на Снежном месторождении.

3.1 Расчет УЭЦН

При эксплуатации центробежными насосами месторождений с высоким содержанием газа основным фактором, влияющим на работу установки, является уровень газосодержания на приеме насоса. Чем больше количество свободного газа, тем хуже становится напорная характеристика насоса (рис. 16)

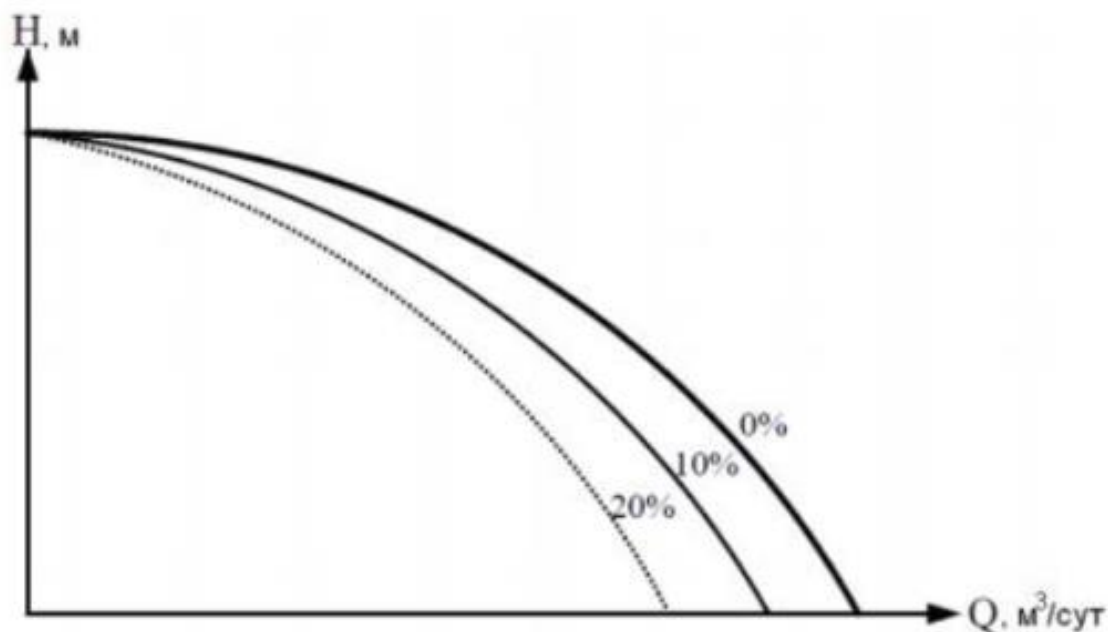


Рисунок 16 – Напорная характеристика насоса.

Из-за возникновения газовых каверн уменьшается пропускная способность каналов УЭЦН, уменьшается КПД, снижается площадь контакта лопастей с перекачиваемой средой. Высокое газосодержание сказывается и на охлаждении УЭЦН. Большое количество свободного газа в затрубном пространстве уменьшает полезную работу жидкости, участвующей в охлаждении УЭЦН, так же возможно образование газовых гидратов. Еще одной трудностью при эксплуатации месторождения с высоким газовым фактором

является наличие углеводородной пены, препятствующей адекватному анализу динамического уровня в скважине. Все вышеперечисленные факторы приводят к усиленному износу элементов ЭЦН и частым срывам подачи.

Данный расчет был произведен на примере скважины Снежного месторождения.

Исходные данные по скважине:

Глубина скважины – 2000 м.

Статический уровень – 850 м.

Глубина погружения под динамический уровень – 100 м.

Дебит жидкости = 120 м³/ч.

Кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Расстояние от устья до АГЗУ $l = 60$ м.

Избыточное давление в сепараторе $P_c = 0,2$ МПа.

Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины
 $h_r = 15$ м.

Наружный диаметр эксплуатационной колонны – 140 мм.

Решение:

Необходимо определить площадь внутреннего канала НКТ по формуле (1) при $V_{cp} = 1,3$ м/с:

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} \quad (1)$$

Где Q – дебит скважины, м³, V_{cp} – величина средней скорости

$$F_{вн} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2$$

Внутренний диаметр определяется по формуле (2)

$$d_{BH} = \sqrt{\frac{F_{BH} * 10^{-4}}{0.785}} \quad (2)$$

$$d_{BH} = \sqrt{\frac{10,68}{0.785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм.}$$

Ближайший d_{BH} имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{BH} = 40$ мм)

Следующим шагом необходимо скорректировать выбранное значение V_{cp} :

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 * F_{BH}}$$

$$V_{cp} = \frac{120 * 10^6}{86400 * 3,14 * \frac{40^2}{4}} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

При выборе НКТ при дебите 120 м³/сут и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм.

Депрессия по формуле (4) будет равна:

$$\Delta h = \frac{Q * 10^6}{K * \rho_{ж} * g} \quad (4)$$

Где K – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут*МПа, $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³, $g = 9,8$ м/с²

$$\Delta h = \frac{120 * 10^6}{60 * 880 * 9,8} = 232 \text{ м.}$$

Число Рейнольдса определяется по формуле (5)

$$Re = \frac{V_{cp} * d_{BH}}{\vartheta} \quad (5)$$

Где ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с

$$Re = \frac{1,106 * 0,04}{2 * 10^{-6}} = 22120$$

Относительная гладкость труб определяется по формуле (6):

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2 \cdot \Delta} \quad (6)$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200$$

Определим коэффициент гидравлического сопротивления λ по формуле (7) для сравнений.

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \text{ если } Re > 2300 \quad (7)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{22120^{0,25}} = 0,025 .$$

Глубина спуска насоса по формуле (8)

$$L = h_{\text{ст}} + \Delta h + h \quad (8)$$

Где L – глубина спуска насоса, м; $h_{\text{ст}}$ – величина статического уровня, м; Δh – депрессия, м; h - глубина погружения насоса под динамический уровень.

$$L = 850 + 232 + 100 = 1182 \text{ м.}$$

Потери на трение в трубах по формуле (9)

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L+l) \cdot V_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} \quad (9)$$

где L глубина спуска насоса, м.

$$h_{\text{тр}} = 0,03 \cdot \frac{(1182+60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,8} = 52,83 \text{ м.}$$

Потери напора в сепараторе по формуле (10)

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} \quad (10)$$

где P_c – избыточное давление в сепараторе.

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м.}$$

Величина необходимого напора (11) будет равна:

$$H_c = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_{\text{г}} + h_c \quad (11)$$

Где $h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине, м; Δh – депрессия, м; $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение в трубах; $h_{\text{г}}$ – разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины; h_c – потери напора в сепараторе.

$$H_c = 850 + 232 + 52,83 + 15 + 23,2 = 1173,03 \text{ м.}$$

Для получения дебита $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1173,03 \text{ м}$ выбираем ЭЦН5-130-1200 с числом ступеней 282, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 140 мм.

Напорно-расходная характеристика данного ЭЦН представлена на рисунке 17.

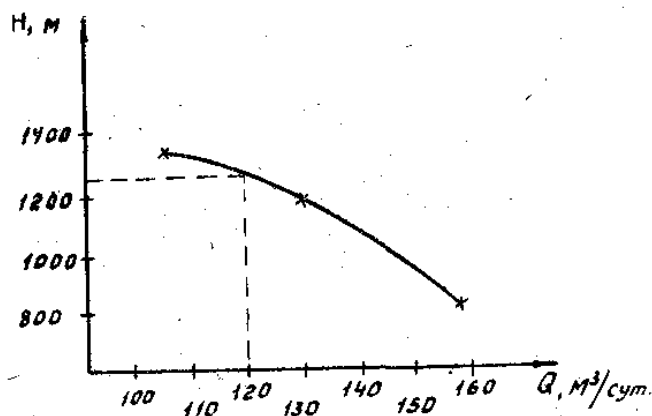


Рисунок 17 – Напорно-расходная характеристика ЭЦН

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор ЭЦН на воде составит 1250 м .

По соотношению (12) найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$;

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \quad (12)$$

где $H_{\text{в}}$ – табличное значение напора ЭЦН; $\rho_{\text{в}}$ – плотность пресной воды; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность реальной жидкости.

$$H_{\text{ж}} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м}.$$

Так как вязкость жидкости не превышает 3 сантипуаз, то пересчет по вязкости жидкости не требуется.

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле (13) число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{H_{\text{с}}}{H} \right] \cdot z \quad (13)$$

Где H – напор насоса по его характеристике, соответствующий дебиту скважины; $H_{\text{с}}$ – необходимый напор скважины; z – число ступеней насоса.

$$\Delta z = \left[1 - \frac{1173}{1420} \right] \cdot 282 = 49,0$$

Следовательно, насос должен иметь 233 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 5,03 м.

Эксплуатация УЭЦН без дополнительного оборудования в данных условиях повышенного газового фактора невозможна, поэтому в компоновке необходимо использовать газосепаратор, например - ГН5-250. Его типоразмер и диапазон подач полностью удовлетворяет выбранной установке. В целом, компания Imperial Energy тщательно подходит к рассмотрению стабильной эксплуатации скважин с данными осложнениями и активно использует компоновки с газовыми сепараторами, диспергаторами, применяют различные технические решения, в том числе используют комбинированные ступени насоса для увеличенной подачи в насос. По мере поступления жидкости в серийные ступени, объем газа уменьшится за счет его растворения в жидкости из-за увеличения давления. Так же распространено применение электроцентробежных вихревых насосов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01. нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 10%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений
Формирование плана и графика разработки проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта
Планирование и формирование бюджета проводимых работ	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эксплуатационных затрат; расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В процессе разработки решения какой-либо проблемы одной из основных составляющих успешного его применения является оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения предполагаемой технологии. Рассмотрев технологии повышения эффективности добычи нефти с высоким газовым фактором, необходимо оценить коммерческую ценность данных методов. Это позволит определить, получают ли технологии востребованность на рынке и насколько значительный бюджет потребуется организации для её внедрения.

Таким образом, целью данного раздела работы является анализ технологии с точки зрения коммерческой эффективности. Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- определение потенциальных потребителей;
- анализ конкурентных технических решений;
- формирование плана и графика разработки проекта;
- планирование и формирование бюджета проекта.

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Анализ потребителей исследуемой разработки осуществляется путем определения целевого рынка, на котором будет продаваться разработка и проведения его сегментирования. Целевыми потребителями разработки являются предприятия нефтяной и газовой промышленности, занимающиеся добычей нефти с высоким газовым фактором.

Сегментировать рынок услуг эксплуатирующих предприятий нефтегазовой промышленности можно по следующим критериям: географическое положение, геолого-физические характеристики пласта, наличие осложнений при эксплуатации месторождений, а так же размер компании заказчика.

При продвижении разработки следует ориентироваться на предприятия, эксплуатирующие месторождения с осложнениями, а именно повышенным газовым фактором.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ позволит своевременно внести коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Наиболее целесообразно сравнивать технологии, связанные с подготовкой нефти с повышенным газовым фактором. Технология многоступенчатой сепарации (K_1) и технология одноступенчатой сепарации (K_2) являются одними из самых распространенных технологий при подготовке нефти. Результаты оценки обеих технологий представлены в виде оценочной карты (табл. 3), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		—	Б _{к1}	Б _{к2}	—	К _{к1}	К _{к2}
1	2	—	4	5	—	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,09	—	5	2	—	0,45	0,18
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,08	—	3	5	—	0,24	0,40
3. Помехоустойчивость	0,06	—	4	4	—	0,24	0,24
4. Энергоэкономичность	0,09	—	2	4	—	0,18	0,36
5. Надёжность	0,08	—	4	4	—	0,24	0,32
6. Уровень шума	0,05	—	4	4	—	0,15	0,20
7. Безопасность	0,08	—	4	5	—	0,32	0,40
8. Простота эксплуатации	0,07	—	3	4	—	0,21	0,28
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	—	5	3	—	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность технологии	0,05	—	4	2	—	0,20	0,10
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	—	4	2	—	0,12	0,06
3. Цена	0,06	—	5	3	—	0,30	0,18
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	—	5	5	—	0,35	0,35
5. Послепродажное обслуживание	0,08	—	4	4	—	0,32	0,32
6. Финансирование разработки	0,05	—	5	4	—	0,25	0,20
7. Наличие сертификации разработки	0,01	—	5	4	—	0,05	0,04
Итого:	1	—	64	59	—	4	3,78

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле 14:

$$K = \sum B_i \cdot V_i \quad (14)$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -ого показателя.

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места как собственной исследуемой технологии, так и технологий конкурентов, и позволяет выделить преимущества и недостатки. В результате анализа полученных данных можно сделать вывод, что технология трехступенчатой сепарации нефти существенно превышает как по многим показателям в отдельности, так и по итоговому баллу в целом альтернативные методы подготовки нефти. Показатель конкурентоспособности предлагаемой технологии наиболее приближен к 4, что допускает возможность её глобального внедрения на рынок.

Слабостями метода трехступенчатой сепарации являются потребность в огромном количестве энергии, а также большое количество сил и средств для поддержания работоспособности данного метода. Метод одноступенчатой сепарации гораздо проще, но в результате мы не получим такого эффекта, как, например, сохранение легких фракций нефти, что актуально при добыче нефти с высоким ГФ. Благодаря трехступенчатой сепарации, сухой газ можно применять в собственных нуждах предприятия или в котельных для подогрева нефти. При этом государство также старается стимулировать нефтегазовые компании уменьшить объемы сжигаемого ПНГ: постановление правительства «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». Таким образом, предлагаемая технология имеет ряд сильных преимуществ как со стороны государства, так и со стороны эффективности её применения.

4.1.3 SWOT-анализ

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

На первом этапе необходимо определить сильные и слабые стороны технологии, выявить возможности и угрозы для её реализации (табл. 4,5).

Таблица 4 – Интерактивная матрица проекта (сильные стороны)

	C1	C2	C3	C4
B1	+	+	+	+
B2	+	-	+	-
B3	+	+	-	+

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта (слабые стороны)

	Сл1	Сл2	Сл3
У1	+	-	+
У2	+	-	-
У3	+	+	+

SWOT-анализ позволил выявить слабые и сильные стороны проекта, которые могут быть учтены в соответствии с имеющимися возможностями и угрозами. Так, энергоэффективность и рациональность использования ресурсов данной технологии позволит продвинуть её на рынке за счёт разработки сразу нескольких месторождений, но для этого необходимо будет доказать потенциальному потребителю эффективность метода, потому как возможное их нежелание смены привычных методов является самой большой угрозой. Перспективы проекта заключаются в том, что любая компания захочет повысить эффективность своего труда, снизить эксплуатационные затраты и рационализировать производство, нужно лишь доказать ей выгоду и необходимость данной модернизации.

Таблица 6 – Матрица SWOT

	Сильные стороны: С1. Повышение объемов добываемой нефти на 1,5-3% С2. Экологичность технологии С3. Рациональность использования ресурсов С4. Поддержка государства.	Слабые стороны: Сл1. Необходимость закупки дополнительного оборудования Сл2. Дополнительные расходы на электричество Сл3. Дополнительные силы на обслуживание оборудования
Возможности: В1. Появление дополнительного интереса на разработку месторождений с повышенным ГФ В2. Повышение КИН при разработке ТРИЗ В3. Уменьшение выбросов, загрязняющих атмосферу.	Прежде всего преимуществом внедрения новой технологии является увеличение объемов добываемой нефти, помимо этого компаниям будет интересна технология из-за ее экологичности и поддержки, оказываемой государством в виде льгот, уменьшающих объем	Для внедрения новой технологии необходимы многочисленные затраты, которые в долгосрочной перспективе должны окупиться. Необходимо наличие персонала, который будет обслуживать и следить за исправностью данной технологии. Актуальность внедрения новых технологий на этапе разработок
Угрозы: У1. Разработка более усовершенствованной технологии подготовки нефти У2. Изменение компонентного состава нефти и нецелесообразность разработки. У3. Нежелание потенциальных потребителей менять производство на предлагаемую технологию	налогов. В глобальном смысле продвижение данной технологии поспособствует увеличению интереса компаний к разработке ТРИЗ.	трудноизвлекаемых запасов

4.2 Формирование плана и графика разработки ИР

4.2.1 Определение этапов, трудоемкости работ и разработка графика

Гантта

В рамках планирования исследовательского проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Введение	7	10.01.20	17.01.20	Руководитель, бакалавр
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	8	19.01.20	27.01.20	Руководитель, бакалавр
Литературный обзор	30	01.02.20	31.02.20	Бакалавр
Расчётная часть	15	5.03.20	20.03.20	Руководитель, бакалавр
Анализ результатов	13	26.03.20	8.04.20	Руководитель, бакалавр
Оформление пояснительной записки	17	10.04.20	27.04.20	Бакалавр
Итого:	90			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (табл. 8).

Таблица 8 – Календарный план проведения диплома

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			Январь			Февраль			Март			Апрель		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задания диплома	бакалавр	7												
	руководитель													

Продолжение таблицы 8

Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	бакалавр	8													
	руководитель														
Литературный обзор	бакалавр	30													
Расчётная часть	бакалавр	15													
	руководитель														
Анализ результатов	бакалавр	13													
	руководитель														
Оформление пояснительной записки	бакалавр	17													

- бакалавр - руководитель

4.3 Планирование и формирование бюджета научных исследований

Оценивая ресурсоэффективность предлагаемой технологии, необходимо провести сравнительный анализ предполагаемых затрат относительно другой технологии подготовки нефти. Поскольку заработная плата для работников будет одинаковой в обоих случаях, её значение останется постоянным и не будет учитываться в сравнительном анализе. Необходимо рассчитать материальные затраты для каждой технологии.

Для предлагаемой технологии трехступенчатой сепарации (Исп 1) нефти затраты будут складываться из стоимости строительства дополнительных компрессоров, сепараторов и охлаждающих теплообменников в количестве 2 единиц каждого. Для обеспечения электроэнергией дополнительного оборудования, необходимо оборудовать станцию с генератором, который будет работать на отсепарированном газе (поэтому затраты на электричество будут незначительны). Метод одноступенчатой сепарации (Исп 2) будет значительно дешевле в виду отсутствия дорогостоящего оборудования и будет зависеть от стоимости сепарационной установки и количества необходимой электроэнергии для её питания.

Таблица 9 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество		Цена за ед., млн руб. *		Затраты на материалы, млн. руб. **	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Дополнительное оборудование	Ед.	6	1	1	1	8,4	1,3
Электроэнергия	кВт/ч	1200	200	0	3,62	0	6,2
ИТОГО:						8,4	7,5

* - для электроэнергии цена за единицу, руб.

** - для электроэнергии стоимость за год пользования, млн.руб.

Расчёт материальных затрат осуществляется по следующей формуле 15:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i} \quad (15)$$

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности исследования получают в ходе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования (табл. 10).

Таблица 10 – Бюджет НТИ

Наименование статьи	Сумма, млн. руб	
	Исп. 1	Исп. 2
1. Материальные затраты НТИ (+Затраты на специальное оборудование)	8,4	7,5
3. Затраты по основной и дополнительной заработной плате	const	const
4. Отчисления во внебюджетные фонды	const	const
Бюджет затрат НТИ	8,4	7,5

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (16)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения аналогов НТИ.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = 1 \quad I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = 0,89$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки.

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

$$I_{\rho i} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i \quad (17)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	5	2
2. Удобство в эксплуатации	0,15	3	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4
4. Энергосбережение	0,2	5	1
5. Надежность	0,25	4	4
6. Материалоемкость	0,15	3	5
ИТОГО	1	4	3,35

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{финр}^p$ и аналогов $I_{финр}^a, I_{финр}^b$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле 18:

$$I_{исп\ i} = \frac{I_{p-исп\ i}}{I_{фин\ i}} \quad (18)$$

$$I_{исп\ 1} = \frac{4}{1} = 4 \quad I_{исп\ 2} = \frac{3,55}{0,89} = 3,76$$

Значения данного показателя по каждой технологии наглядно демонстрируют преимущества метода трехступенчатой сепарации нефти по сравнению с одноступенчатой сепарацией. За счет повышения ресурсосбережения, рационального использования энергетических ресурсов, мы можем повысить производительность труда.

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 12) по формуле 19:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп } 1}}{I_{\text{исп } i}} \quad (19)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{исп } 1}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{исп } i}$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,89
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4	3,35
3	Интегральный показатель эффективности	4	3,76
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,064

В ходе выполнения данной части выпускной квалификационной работы были выявлены потенциальные потребители результатов исследования, произведён анализ конкурентных технических решений исследования и выявлены преимущества каждого. С помощью SWOT-анализа были оценены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности развития.

Далее было произведено календарное планирование работ, на основе которого смоделирована и построена диаграмма Ганта. Рассчитаны итоговые затраты на реализацию проекта и его возможные альтернативы. Определена экономическая эффективность исследования. В конце каждого пункта сделаны обоснованные выводы.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

«Комплексный анализ технологии разработки месторождений с повышенным газовым фактором»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является компании, занимающиеся разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений. В данном разделе конкретно будет рассматриваться рабочая зона оператора добычи нефти и газа. В процессе трудовой деятельности осуществляется работа с помещениями, с содержанием вредных веществ (УВ газы) превышающих предельно допустимую концентрацию, а так же с приборами для замера ПДК веществ рабочей зоны.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при эксплуатации магистрального трубопровода - Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Проанализировать возможные вредные и опасные факторы при данных условиях: -отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации;

	- недостаточная освещенность рабочей зоны - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми - поражение электрическим током - повреждения, связанные с работой движущихся машин и механизмов производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	Проанализировать влияние работ, проводимых в ходе исследования, на различные компоненты окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу; - анализ воздействия объекта на селитебную зону. Предложить решения по снижению негативного влияния работ на окружающую среду
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Проанализировать возможности возникновения ЧС при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. - Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Шабанов Игорь Евгеньевич		

5. Социальная ответственность при эксплуатации месторождений с повышенным газовым фактором

Нефтяные, газовые и НГК месторождения являются ведущими звеньями в экономике страны. Их эксплуатация, в том числе и месторождений с повышенным газовым фактором, должна полностью соответствовать системе стандартов безопасности труда. В данной работе проведены исследования с целью повышения надежности и безопасности процесса эксплуатации нефтяных месторождений с повышенным газовым фактором, а также рационализации использования сырьевых ресурсов ПНГ.

Важнейшей задачей компании эксплуатирующей месторождение, является необходимость соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности. Большинство проблем при необходимости обеспечения охраны окружающей среды появляются вследствие значительных денежных и временных затрат, приводящих к снижению прибыли. Из-за нежелания терпеть убытки и пренебрежения правилами, особенно возросло отрицательное влияние человека на окружающую среду, поэтому проблема охраны природы приобрела исключительную актуальность.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Социальные правовые нормы трудового законодательства

Основным принципом деятельности организаций Компании в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников.

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности.[24]

Обучение и проверка знаний работников предприятий, эксплуатирующих нефтяные месторождения, по охране труда должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.0.004.2015. Подготовка и проверка знаний (или аттестация) работников по вопросам промышленной безопасности должны проводиться в соответствии с "положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России".

Персонал подразделений, осуществляющих контроль за работой фонда скважин, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием и другими предусмотренными средствами согласно установленным в организации перечнем и нормам.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными / опасными условиями труда.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано с наиболее удобным и быстрым доступом к оборудованию. Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений станций, учитывая стороны света, рельеф местности и роза ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

5.2 Производственная безопасность

Эксплуатация нефтяных месторождений с повышенным газовым фактором несет в себе ряд опасностей для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В табл. 13 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

Таблица 13 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по поддержанию режима работы скважин и ГЗУ на месторождении с повышенным ГФ.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Осмотр кустовой площадки и ГЗУ на предмет неисправностей, утечек, негерметичности.	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [26]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [34] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [35]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		СанПиН 2.2.4.3359–16 [46]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [26] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [49] СП 51.13330.2011 [51]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ [32]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [48]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [27] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [29]

	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.		ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [29]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации нефтяного месторождения, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера используется понятие предельной жесткости погоды, устанавливаемой для каждого района решением местных региональных органов управления. Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

2. Превышение уровней шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА. На кустовой площадке стравливание газа в атмосферу может являться источником повышенного звукового давления, например, при

использовании скважинного уровнемера необходим кратковременный «выстрел» газа из затрубного пространства. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины), средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА, чего вполне достаточно для работы на кустовой площадке. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

3. Превышение уровней вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц. Повышенные уровни вибрации возможны при работе с передвижной парообразующей установкой. Вырывающийся под большим давлением пар создает микроколебания инструмента, который находится в руках работника.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены применением вибробезопасного оборудования, инструментов; и средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения (кожухи, перчатки), а также организационно-техническими мероприятиями – поддержание нормы условий эксплуатации, введение режимов труда, вывод работников из мест с превышением ДУ.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. Например, существует необходимость работы бригады капитального ремонта скважин в ночное время суток. Применяются внешние источники света на вышке (фонари). При этом

освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Перед входом в АГЗУ необходимо включить вентиляцию и подождать в течение 2-3 минут. При ее неисправности открыть дверь и добиться проветривания помещения. Только после этого можно зайти в блок и провести анализ ГВС. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [28].

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода. При работе с такой нефтью должны применяться особые меры предосторожности. Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88.

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему, вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья. Таким же действием обладают пары бензина, керосина, органических растворителей, а также углеводородные газы (метан, этан, пропан, бутан). Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота.

ПДК УВ в воздухе, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:[41]

- нефть относится к 4-му классу опасности – ПДК 300 мг/м³.
- ПДК сероводорода - 10 мг/м³ (3 класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс);
- ПДК сероводорода с смеси с углеводородами (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2 класс);
- ПДК оксида азота - 5 мг/м³ (2 класс опасности).

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах, защитных очках и комбинезонах. При загазованности свыше установленных пределов необходимо прекратить работу и вывести людей из рабочей зоны.

6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации нефтяных месторождений, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего.

При спуске геофизического прибора или скребка используется лебедка депарафинизации скважин (ЛДС). Данная лебедка работает в связке с редуктором, приводящим ее в движение. Неосторожное или неправильное обращение с данной системой может нанести вред здоровью.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

2. *Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.*

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

При работе со станцией управления на кустовой площадке во избежание ударов током необходимо использовать резиновый коврик для предотвращения протекания тока через работника.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

5.3 Экологическая безопасность

Особое внимание соблюдению экологической безопасности и природопользования при эксплуатации любых месторождений обусловлено тем, что в случае отказа оборудования ядовитые компоненты сырья и токсичные среды ведут к локальным и общим загрязнениям окружающей среды, что создаёт повышенный риск возникновения опасности для персонала и населения. При этом неисправности наземного оборудования, ГНВП, сопровождающийся потерей герметичности стенок труб, трубных деталей или общей потерей прочности в результате разрушения, несет повышенный экологический ущерб с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды. Отказ любого элемента фонтанной арматуры, ГЗУ сепараторов – может спровоцировать аварийную ситуацию.

5.3.1 Загрязнение селитебной зоны

Опасные производственные объекты должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения.

Для этого применяют следующие меры:

- промышленные предприятия должны быть удалены от селительной территории на расстояние, соответствующее степени вредности предприятия;
- в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [48], в зависимости от вида производства, вредных выбросов и условий технического процесса установлена протяженность санитарно-защитной зоны;
- территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена по проекту благоустройства, разрабатываемому одновременно с проектом строительства предприятия.

5.3.2 Загрязнение атмосферы

В ходе эксплуатации возможны выбросы вредных веществ в атмосферу (сравливание газа из технологического оборудования). Таким образом в атмосферу могут попасть легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности. Во избежание загрязнений атмосферы, необходимо поддерживать кустовую площадку и весь узел транспорта и подготовки нефти в исправном состоянии, осуществлять постоянный контроль на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей [47].

5.3.3 Загрязнение гидросферы

При эксплуатации нефтяного месторождения или проведении ремонтных работ на участке некоторые загрязняющие вещества (масла, конденсат) могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Для защиты гидросферы следует исключить появление источников утечки вредных веществ на месте эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки. Необходимо придерживаться следующих природоохранных мероприятий [39]:

- соблюдать согласованные места расположения и границ площадок, находящихся от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;
- ёмкости с отработанными материалами должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой и герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив отходов за пределы площадки;

- в случае возникновения нештатной ситуации места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.

5.3.4 Загрязнение литосферы

В период эксплуатации нефтяного месторождения может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.[42]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно нормативной документации, разливы нефти могут быть обусловлены нарушением норм технологического режима производства или вызваны частичным / полным разрушением, износом технологического оборудования, его отдельных частей и деталей.[37]

ГНВП - представляют собой проникновение одновременно нефтяного флюида и газа через колонны внутрь скважины или во внешнее заколонное пространство. В результате аварии происходит масштабное загрязнение земной поверхности и атмосферы в виде разлива нефти, выбросом большого количества УВ газа в атмосферу, а в случае его возгорания, продуктами горения. Каждая организация, осуществляющая эксплуатацию месторождения обязана иметь план ЛАРН с целью планирования действий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, определения необходимого состава сил и специальных технических средств для локализации разливов в установленные сроки, а также для организации последующих работ по их ликвидации.

При поступлении сообщения о разливе нефти и нефтепродуктов время локализации разлива не должно превышать 4 часов - при разливе в акватории, 6

часов - при разливе на почве с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе.

5.4.1 Пожарная безопасность

Предприятия нефтяной и газовой промышленности относятся к объектам повышенной пожароопасности, т.к их работа связана с добычей, переработкой, транспортом легковоспламеняющихся углеводородов. Согласно ТР ЕАЭС 043/2017 «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения» рассмотрим возможные причины, источники и первичные средства пожаротушения, а также необходимые мероприятия по предотвращению возникновения пожара.[27]

5.4.2 Причины и источники возникновения пожара

К основным источникам возникновения пожара относятся:

- игнорирование основных правил пожарной безопасности: курение вблизи легковоспламеняющихся предметов, газа.
- Неисправность электропроводки: нарушение изоляции, короткое замыкание, перегрузки.
- Утечка газа: ГНВП, негерметичность трубопроводов и т.д.
- Искры при сварочных работах или при работе машин: все машины на предприятии должны быть оборудованы пламегасителями.
- Работа с ЛВЖ.

5.4.3 Средства пожаротушения

В следствии высокой опасности возникновения пожара, крайне важно ответственно подойти к наличию пожаротушащих средств. Выбор огнетушащего средства определяется условиями возникновения и развития пожара и типом горючего вещества. В нефтегазовой отрасли наиболее вероятны пожары с горением горюче-смазочных средств, нефти, ЛВЖ.

При данных условиях на кустовой площадке необходимо оборудовать следующие пожаротушащие средства:

- Ящики с песком

- Углекислотные, порошковые либо пенные огнетушители
- Лопаты

Применение данных типов огнетушителей обусловлено тем, что они перекрывают доступ кислорода. Тушение водой в данном случае категорически запрещено, т.к. это будет способствовать еще большему распространению пожара.

5.4.4 Мероприятия по предупреждению пожаров

Для предупреждения возникновения пожара периодически проводят следующие мероприятия:

- Проверка состояния пожарной безопасности объекта в целом и его отдельных участков
- Проведение пожарно-технического контроля: проверка исправности датчиков дыма (газа)
- Контроль за выполнением пожароопасных работ
- Проверка исправности, наличия и содержания первичных средств пожаротушения.
- Периодические инструктажи работников предприятия.

При выполнении всех требований пожарной безопасности достигается максимальная безопасность рабочего места и сохранность жизни и здоровья работников.

В заключении раздела важно отметить, что соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности является неотъемлемой частью процесса любого производства. Обеспечение охраны окружающей среды позволит предоставить большинство проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное влияние человека на здоровую флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены нормативно-техническая документация и научная литература по исследуемой теме. Поставленные задачи были выполнены в полной мере. Значительный объем работы был посвящен теоретическому обзору, в котором были исследованы методы определения газового фактора, причины его образования, а также наземное и скважинное оборудование, применяемое при добыче нефти с высоким газовым фактором.

Итоги проделанной работы:

1. В ходе выполнения ВКР была доказана актуальность проблемы возникновения повышенного газового фактора. Многие месторождения Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки месторождения, что способствует возникновению повышенного газового фактора. В связи с повышенным спросом на нефтепродукты возрастает необходимость добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с газовым фактором более 300. Компания «НОВОМЕТ» и ПАО «ГАЗПРОМ» преуспевают в разработке новейших технологий добычи нефти с данным видом осложнения.

2. В результате выполнения расчетной части ознакомились с методикой расчета компоновки и был подобран ЭЦН5-130-1200, который будет работать совместно с газосепаратором ГН5-200 в условиях повышенного газового фактора, а также было произведено сравнение рассчитанного оборудования с уже применяемым в скважинах «Снежного» месторождения Томской области. Был сделан вывод о том, что рассчитанный в ВКР ЭЦН похож по характеристикам с насосным оборудованием, эксплуатируемым на месторождении, и полностью удовлетворяет заданным требованиям. Компания «Imperial Energy» активно применяет новейшие технологии в области эксплуатации месторождений с повышенным газовым фактором.

Список используемой литературы:

1. ГОСТ 26070-83. Фильтры и сепараторы для жидкостей. Термины и определения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200011752>
2. РД 39-0147035-225-88. Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: https://znaytovar.ru/gost/2/RD_39014703522588_Instrukciya
3. Кордик К.Е. Исследование закономерности изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири / К.Е. Кордик. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – 191 с.
4. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4293832/4293832602>
5. Султанов Р.Р. Технология сепарации нефти с высоким газовым фактором / Р.Р. Султанов, А.Р. Хафизов. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018 – 3 с.
6. Баймухаметов М.К. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки месторождений / М.К. Баймухаметов, Д.С. Гулишов, В.Г. Михайлов, А.И. Пономарев. – Томск: Известия Томского политехнического университета, 2018 – 8 с.
7. Лысенко, В.Д Проблемы разработк нефтяной залежи с высоким газосодержанием нефти и большой газовой шапкой / В.Д. Лысенко. – Москва: ОАО «РИТЭК», 2007. – 7 с.
8. Агеев Ш.Р. Надежные центробежные установки с малой подачей для добычи нефти в осложненных условиях / Ш.Р. Агеев, П.б Куприн, В.Н. Маслов, М.Ю Мельников. – Пермь: ЗАО «Новомет-Пермь», 2018. – 8 с.
9. Сарачева Д.А. О повышении эффективности эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015. – 8 с.

10. Билалов Р.Р. Исследование конической компоновки ЭЦН для добычи нефти / Р.Р. Билалов, К.А. Горидько. -Москва: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2019 – 3 с.
11. Махмудов С.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт скважинных штанговых насосных установок. / С.А. Махмудов. – Москва: «НЕДРА», 1987. – 205 с.
12. Максимова Ю.А. Результаты применения установки ЭЦН при разработке трудноизвлекаемых запасов в условиях высокого газового фактора / Ю.А. Максимова, Р.К. Коротченко. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2015. – 4 с.
13. Бахшян Н.А. Повышение эффективности и снижение издержек эксплуатации УЭЦН в скважинах с высоким газовым фактором / Н.А. Бахшян, Н.Д. Булчаев. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2018. – 7 с.
14. Бараз В.И. Добыча, подготовка и транспорт нефтяного газа / В.И. Бараз. – Москва: «НЕДРА», 1975. – 153 с.
15. Гультяева Н.А. Рост текущего газового фактора. Влияние растворенного в пластовой воде газа на общий объем добываемого со скважиной продукцией газа. / Н.А. Гультяева, В.И. Шилов, О.В. Фоминых. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013. – 8 с.
16. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt>;
17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> ;
18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> ;

19. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200272> ;

20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.gostbaza.ru/?gost=1048> ;

21. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200275> ;

22. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> ;

23. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200329> ;

24. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200292> ;

25. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200289> ;

26. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/>;

27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> ;

28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277> ;

29. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238> ;

30. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> ;

31. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> ;

32. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94>.

33. ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136072>;

34. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973>;

35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/902207994>;

36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901704046>;

37. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/90464814>;

38. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901787814>;

39. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406>;

40. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703278>;

41. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703281>;

42. СП 51.13330.2011. Защита от шума. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200084097>;

43. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197>;

44. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/557235236>;

45. ГН 2.1.6.3492 – 17. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/556185926>;

46. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. / Видяев И.Г. [и др.] Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

47. ГОСТ Р 58042-2017. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Основные требования к исходным данным программных комплексов для решения задач поиска, разведки и разработки месторождений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/556323566>;

48. ГОСТ Р 57975.1-2017. Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/556323254>

49. РД 39-083-91. Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14348-rd-39-083-91-edinaya-sistema-ucheta-neftyanogo-gaza-i-produktov-ego-pererabotki-ot-skvazhiny-do-potrebitelya