

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация технологии подготовки скважинной продукции на нефтегазоконденсатном месторождении "Х" (Томская область)

УДК 622.279.8-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ножкин Василий Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ О.С. Чернова

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Ножкин Василий Михайлович

Тема работы:

Модернизация технологии подготовки скважинной продукции на нефтегазоконденсатном месторождении "X" (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.03.2017 г., 2189/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологический регламент по эксплуатации УКПГ на ГКМ, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Введение Теоретические основы процессов разделения смесей веществ Характеристика объектов и методов исследования Исследование влияния изменения технологии на степень на выход продукции Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p><i>Графическая часть выпускной квалификационной работы должна отражать основные результаты и этапы исследования:</i></p> <p><i>а) Принципиальные технологические схемы, рассматриваемых технологий.</i> <i>б) графики выхода продуктов в зависимости от выбранной технологии получения холода</i> <i>в) Таблицы, полученных результатов</i> <i>г) Сравнительные графики, рассматриваемых технологий</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.03.2017 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Ножкин Василий Михайлович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Ножкин Василий Михайлович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на внедрение дополнительного оборудования – мобильного кустового сепаратора.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка эффективности внедрения дополнительного оборудования – мобильного кустового сепаратора.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ножкин Василий Михайлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Ножкину Василию Михайловичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – нефтегазоконденсатное месторождение "Х" (Томская область), в частности Установка комплексной подготовки газа и конденсата, кустовой сепаратор. Расположено в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо-западу от г. Томска. При выполнении работ на УКПГиК могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Происходит негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах нефтегазоконденсатного месторождения	При выполнении работ на УКПГиК существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; – повышенный уровень шума и вибрации; – отклонения показателей климата на открытом воздухе; – повышенная загазованность рабочей зоны.
--	--

1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах нефтегазоконденсатного месторождения	При выполнении работ на УКПГиК могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: – поражение электрическим током; – опасность механических повреждений.
--	--

2. Экологическая безопасность:	При выполнении работ на УКПГиК будет оказываться негативное воздействие на: – окружающую среду; – атмосферу воздуха; – поверхностные и подземные воды от загрязнения и истощения.
--------------------------------	---

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	При выполнении работ на УКПГиК чрезвычайные ситуации могут возникнуть: – по причине техногенного характера; – попадания молнии.
---	---

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Конституция Российской Федерации. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ножкин Василий Михайлович		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 25 рис., 15 табл., 7 источников.

Ключевые слова: ресурсоэффективность, природный газ, конденсат, смесь пропан-бутан техническая (СПБТ), широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ), технология подготовки, низкотемпературная сепарация, товарный газ, моделирование, конденсат, технология стабилизации, сепаратор, ГРП, интенсификация, степень извлечения.

Объектом исследования выпускной квалификационной бакалаврской работы является углеводородная смесь нефтегазоконденсатного месторождения «Х».

Цель работы – оценка эффективности изменения технологической схемы подготовки газа при изменении состава сырья. В процессе исследования проводился анализ внедрения новой технологической схемы посредством экономического расчета.

Полученные результаты и новизна: результаты исследования подтвердили технологическую и экономическую эффективность первых проведенных работ, связанных с модернизацией технологии подготовки скважинной продукции на нефтегазоконденсатном месторождении «Х».

Область применения: может быть применена в технологии подготовки углеводородов на нефтяных, нефтегазоконденсатных на газоконденсатных месторождениях компании ОАО «Томскгазпром».

Экономическая эффективность/значимость работы: введение дополнительного кустового сепаратора позволяет полностью решить проблему качества, подготавливаемой продукции в дальнейшем во время разработки месторождения.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистой период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

Введение	10
<u>1.</u> Оборудование для сепарации газа от нефти	12
<u>1.1.</u> Физико-химические основы процессов сепарации	12
<u>1.2.</u> Факторы, влияющие на процессы сепарации	14
<u>1.3.</u> Типы нефтегазовых сепараторов, их конструкции и принципы действия	18
<u>1.4.</u> Показатели эффективности работы нефтегазовых сепараторов	26
<u>2.</u> Характеристика нефтегазоконденсатного месторождения	28
<u>3.</u> Анализ эффективности применяемой техники и технологии подготовки сырья	31
<u>3.1.</u> Технологии, применяемые для подготовки природного газа на месторождении	31
<u>3.2.</u> Результаты проведения пробной операции азотного ГРП	37
<u>3.3.</u> Мобильный кустовой сепаратор	51
<u>3.3.1.</u> Описание оборудования и технологических процессов	52
<u>4.</u> Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
<u>5.</u> Социальная ответственность	80
Заключение	95
Список используемых источников	96

Введение

В настоящее время Россия занимает первое место по объему сжигаемого на факельных установках попутного нефтяного газа (ПНГ). Согласно постановлению правительства «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» перед нефтяниками стоит задача снизить этот показатель до 5 % от общей добычи. Для сравнения, в США разрешенный уровень составляет до 3 %, а в Норвегии оно запрещено полностью.

Помимо того, что сжигание ПНГ является крайне нерациональным способом использования невозобновляемого природного ресурса, оно способствует поступлению в атмосферу значительного количества вредных выбросов.

Для достижения необходимых показателей, по количеству сжигаемого ПНГ, был предложен ряд решений, позволяющих снизить объем газа, утилизируемого на факельных установках до требуемого уровня:

- выработка электроэнергии для нефтепромыслов и для поставок на региональный рынок;
- использование как топлива для котельного оборудования и подогревателей;
- транспортировка внешним потребителям;
- использование для производства сжиженного газа;
- закачка для поддержания пластового давления;
- закачка в подземные хранилища.

В качестве потребителя газа могут выступать магистральный газопровод, газобензиновый завод, газораспределительная станция местного потребления, газопоршневая электростанция, котельное оборудование, подогреватель нефти.

Наиболее существенны требования, предъявляемые к качеству газа допускающие минимальный износ технологического оборудования,

обеспечивающие его эффективный транспорт по магистральным газопроводам и безопасное использование в качестве топлива в промышленных горелках.

С учетом названных факторов, возрастает значение подготовки попутного газа и встает необходимость возводить полноценные технологические установки подготовки газа (УПГ), предназначенные для сепарации, отбензинивания, осушки, очистки, регулирования, распределения, измерения и подготовки до заданных параметров нефтяного газа. Набор оборудования входящий в состав УПГ, в зависимости от исходных параметров, может включать следующие блоки: газовые сепараторы, фильтры газовые и жидкостные, колонное оборудование, блоки редуцирования. Это ведет к значительным капитальным затратам и увеличению сроков ввода месторождения в эксплуатацию.

Целью изысканий, приведенных в работе является поиск решений по наиболее полной первичной подготовке попутного нефтяного газа до УКПГ.

1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СЕПАРАЦИИ ГАЗА ОТ НЕФТИ

1.1 Физико-химические основы процессов сепарации

В процессе подъема жидкости из скважины и транспорта ее до центрального пункта сбора нефти, газа и воды давление в системе постепенно снижается и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно превышает объем жидкости несколько десятков раз. Поэтому их совместное хранение, а иногда и сбор, становятся нецелесообразными. Кроме того, отвод газа уменьшает пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти.

Иногда причиной отделения газа от нефти является отсутствие насосного агрегата, позволяющего перекачивать газонефтяную смесь. Но не во всех случаях отделившийся газ удаляется в отдельный канал. Независимо от этого процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от нефти, называется газосепаратором. Комплекс, состоящий из газосепаратора, оснащенного приборами и внутренним оборудованием для проведения нормального технологического процесса сепарации, называется сепарационной установкой. Отделение из нефти газа, который осуществляется в газосепарационных установках, является первым этапом подготовки нефти для нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды.

На блочных автоматизированных установках отделение газа от нефти осуществляется не только с целью отдельного измерения дебита скважин по нефти и по газу, а также для повышения точности измерения расхода нефти.

После прохождения расходомеров нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазосборный коллектор.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода сепарированного газа называется ступенью сепарации газа. Ступеней сепарации может быть несколько, и окончательное отделение нефти от газа завершается в концевых сепарационных установках (КСУ) или в товарных резервуарах под вакуумом.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. При этом, как правило, обеспечивается более четкая дифференциация нефти и газа. Она, по определению профессора Лобкова А.М., соответствует контактному разгазированию нефти. Легкие углеводороды при этом остаются в составе нефти, в то время как дифференциальное разгазирование способствует их уносу газом.

Газ, выделившийся на установках предварительного сброса воды, имеет высокое давление и может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных и центробежных сил, а также за счет селективного смачивания нефти, которые описываются следующими формулами:

$$P_{\text{грав}} = m * g = \frac{\pi d^3}{6} (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) * g; (1.1)$$

$$P_{\text{центр}} = m * a = \frac{\pi d^3}{6} (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) * g; (1.2)$$

Как правило, в каждом сепарационном процессе участвуют все виды сепарационных сил. В зависимости от того, какой из перечисленных силовых факторов более выражен, различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы - гравитационные, гидроциклонные и пленочные (таблица 1.1). В пленочных сепараторах на практике применение нашли жалюзийные и сетчатые насадки.

Силы, обеспечивающие сепарацию	Способ сепарации (процесс)	Типы газосепараторов
1. гравитационные	гравитационный	гравитационный
2. центробежные	инерционный	гидроциклонный
3. селективного смачивания нефти	Пленочный (адсорбционный)	Пленочный (с жалюзийными или сетчатыми насадками)

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными газосепараторами.

Инерционная сепарация фаз происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, обладающая большей инерционностью, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление, вытесненный жидкостью. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в гидроциклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности, затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ движется по центру циклона.

Поскольку, $a \gg g$, то более высокая эффективность гидроциклонного газосепаратора по сравнению с гравитационным очевидна.

$$a = \omega^2 * r = \left(\frac{v^2}{r^2}\right) * r = \frac{v^2}{r} \quad (1.3.)$$

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. На границе соприкосновения трех фаз (1-жидкость, 2-газ, 3-твердое тело) наблюдаются явления, называемые смачиванием. Явления смачивания характеризуется краевым углом ν между смоченной поверхностью твердого тела и мениском в точках их пересечения.

Мерой смачивания считается величина

$$\cos \nu = \frac{\sigma_{23} - \sigma_{13}}{\sigma_{12}}, \quad (1.4.)$$

где σ_k - поверхностные натяжения на трех поверхностях раздела. Если $\sigma_{23} > \sigma_{13}$, то $\nu < \frac{\pi}{2}$; жидкость имеет вогнутый мениск и смачивает твердое тело, поверхность которого называется гидрофильной.

При прохождении потока газа через жалюзийные насадки (каплеуловители) содержащиеся в нем капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкую пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

1.2 Факторы, влияющие на процессы сепарации

При одновременном транспортировании нефти, газа и воды по однотрубной герметизированной системе сбора часто наблюдаются значительные пульсации в сборных коллекторах. Природа возникновения пульсаций известна: при движении газожидкостной смеси, особенно по «рельефным» трубопроводам, газовая фаза, образующаяся в верхней части газопровода, может изменяться в объеме - сжиматься и расширяться, изменяя тем самым давление. Изменения давления в трубопроводе, транспортирующем газожидкостные смеси, в отдельных случаях могут быть значительными, от 2 до 5 МПа. Основными факторами, вызывающими пульсации и влияющими на их величину и частоту, являются:

- количество и равномерность подаваемых в трубопровод жидкости и газа, т. е. дебиты скважин и режимы их работы;
- диаметр трубопровода;
- рельеф местности, по которой проходит трасса трубопровода.

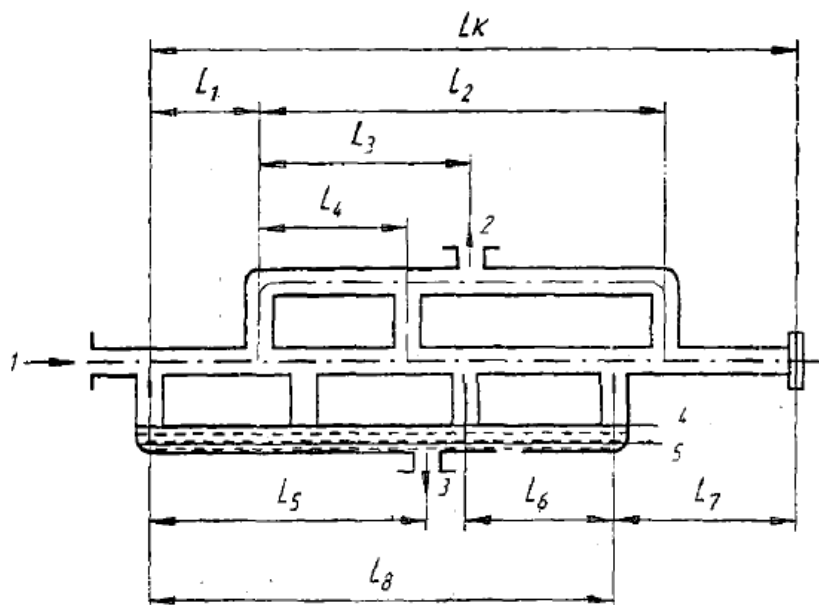
При малых скоростях газожидкостной смеси в трубопроводе (0,1 - 0,3 м/с) и гористой местности возникают пульсации с большой амплитудой и малой частотой и, наоборот, при больших скоростях газожидкостной смеси

(1,2 - 1,5 м/с) и ровной местности наблюдаются пульсации малой амплитуды и большой частоты.

Пульсации в трубопроводах, транспортирующих газожидкостные смеси, могут приводить: 1) к авариям трубопроводов; 2) к уносу в газопроводы жидкости из сепараторов и к снижению тем самым пропускной способности трубопроводов; 3) к нарушению технологического режима УПН и УПВ.

Для ограничения влияния пульсаций на работу этих установок перед первой ступенью сепарации на ДНС или УПН устанавливается гаситель пульсаций, конструкция которого может быть разнообразной. На рисунке 1.1 приведена одна из схем коллектора - гасителя пульсаций потока, разработанного в Грозненском нефтяном институте.

Максимальная длина коллектора-гасителя пульсации принимается 50 м для Ремонтных установок производительностью 20 000 т/сут, а минимальная - 20 м - для сепарационных установок производительностью 10000 т/сут.



1 - ввод нефтегазоводной смеси; 2 - отбор газа; 3 - отбор нефти; 4 - нормальный уровень; 5 - минимальный уровень

Рисунок 1.1 - Коллектор-гаситель пульсаций потока

Диаметр коллектора-гасителя принимается таким же, что и диаметр смежной трубы сборного коллектора, подводящего нефтегазовую смесь к гасителю пульсаций.

1.3. Типы нефтегазовых сепараторов, их конструкции и принципы действия

В нефтяных сепараторах любого типа различают следующие четыре секции:

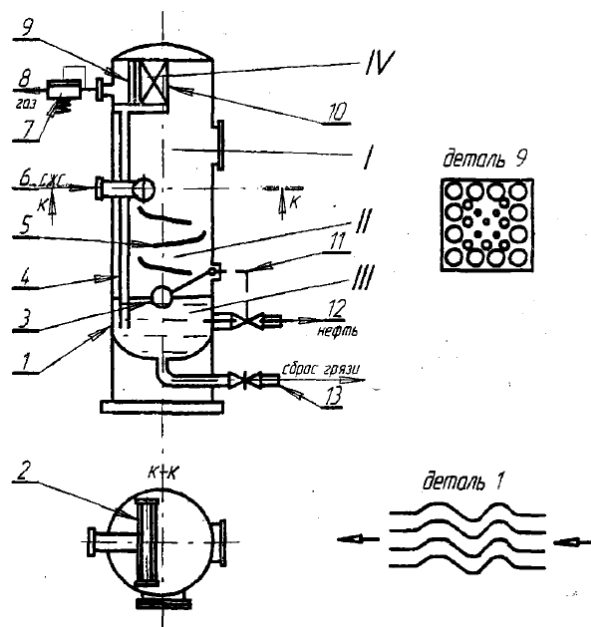
I. Основная сепарационная секция, служащая для выделения из нефти газа. На работу сепарационной секции большое влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное, использование различного типа насадок - диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).

II. Осадительная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных с нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюдированных пузырьков газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти, т.е. эффективность ее сепарации. Наклонные плоскости рекомендуется изготавливать с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

III. Секция сбора нефти (накопительная секция), занимающая самое нижнее положение в сепараторе и предназначенная как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном состоянии, или в смеси с газом - в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций и времени пребывания нефти в сепараторе.

IV. Каплеуловительная секция, расположенная в верхней части сепаратора и служащая для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа. Работа сепаратора любого типа, устанавливаемого на нефтяном месторождении, характеризуется двумя основными показателями: 1) количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции IV; 2) количеством пузырьков газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти III. Чем меньше эти показатели, тем лучше работает газосепаратор.

На рисунке 1.2 показан общий вид и разрез гравитационного вертикального нефтегазового сепаратора с жалюзийной насадкой. Сепаратор работает следующим образом. Нефтегазовая смесь под давлением поступает через патрубок 6 к раздаточному коллектору 2, имеющему по всей длине щель для выхода смеси. Из щели нефтегазовая смесь попадает на наклонные плоскости 5, увеличивающие путь движения нефти и облегчающие тем самым выделение окклюдированных пузырьков газа. В верхней части сепаратора установлена каплеуловительная насадка 10 жалюзийного типа, сечение которой показано на том же рисунке. Капельки нефти, отбиваемые в жалюзийной насадке 10, стекают в поддон и по дренажной трубе 4 направляются в нижнюю часть газосепаратора.



<p>I - основная сепарационная секция; II - осадительная секция; III - секция сбора нефти; IV - каплеуловительная секция:</p>
<p>1 - корпус; 2 - раздаточный коллектор; 3 - поплавок; 4 - дренажная труба; 5 - наклонные плоскости; 6 - ввод газожидкостной смеси; 7 - регулятор давления «до себя»; 8 - выход газа; 9 - перегородка, выравнивающая скорость газа в жалюзийном каплеуловителе; 10 - жалюзийный каплеуловитель; 11 - регулятор уровня; 12 - сброс нефти; 13 - сброс грязи; 14 - люк; 15 - заглушки; 16 - предохранительный клапан</p>

Рисунок 1.2 - Общий вид и детали гравитационного вертикального нефтегазового сепаратора

При разделении нефти и газа в сепараторе следует стремиться к тому, чтобы создавать большую поверхность контакта между фазами. Увеличение поверхности контакта между нефтью и газом ускоряет процесс массообмена и существенно сокращает время для достижения равновесного состояния системы при данных t и p . Поэтому эффективное выделение газа из нефти в сепараторе может быть только при мелкодисперсном состоянии нефтегазовой смеси, которое обеспечивается или насадками форсуночного типа, или специальными диспергаторами. Исходя из этого, можно сформулировать требование к устройству ввода ГЖС в газосепаратор. Тангенциальный ввод должен устанавливаться в том случае, когда допускается поступление ШФЛУ в газовый поток. На последней ступени сепарации, очевидно, должна быть конструкция, обеспечивающая диспергацию фаз.

Каплеуловительная насадка 10 может иметь различную конструкцию. В зависимости от этого работа ее может основываться на следующих принципах: 1) в столкновении потока газа с различного рода перегородками; 2) в изменении направления потока; 3) в изменении скорости потока; 4) в использовании центробежной силы; 5) в использовании коалесцирующей набивки (различного рода металлических сеток).

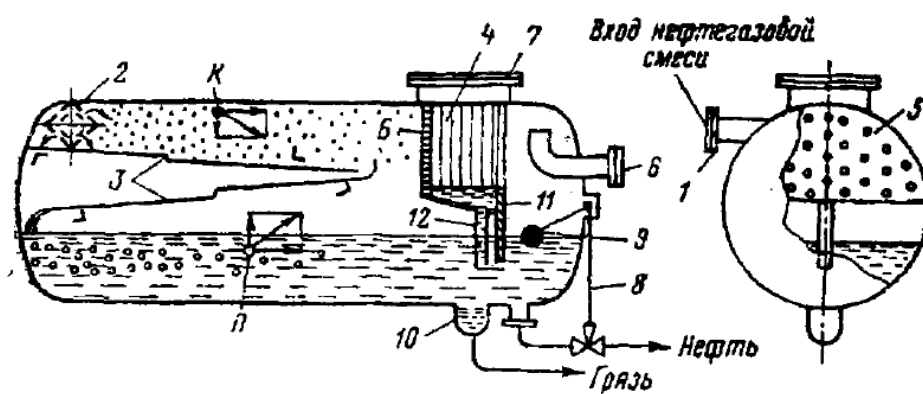
На нефтяных месторождениях применяются все типы газосепараторов. В последнее время большое применение находят горизонтальные нефтегазовые сепараторы, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с вертикальными. Они имеют повышенную производительность и простоту обслуживания.

Горизонтальные сепараторы по конструкции могут быть одноемкостные и двухъемкостные. Область применения как одноемкостных, так и двухъемкостных горизонтальных сепараторов весьма обширная. Одноемкостные сепараторы обеспечивают контактное разгазирование, а двухъемкостные - дифференциальное. Область их применения обусловлена этими факторами. Контактное разгазирование обеспечивает более четкое разделение фаз. Исходя из этого принципа, одноемкостные сепараторы

применяются для оснащения ДНО, для первой, второй и третьей ступеней сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки продукции нефтяных скважин. Двухъемкостными сепараторами, в основном, оснащаются блочные АГЗУ типа «Спутник».

Принцип работы горизонтальных сепараторов такой же, как и вертикальных сепараторов. Отличительной особенностью является то, что в горизонтальных сепараторах взаимный унос жидкости и газа меньше, ввиду их плавного разделения по всей длине емкости. Поэтому пропускная способность горизонтальных сепараторов примерно в 2 раза выше, чем вертикальных.

На рисунке 1.3 приведен общий вид и разрез горизонтального сепаратора. Этот сепаратор работает следующим образом. Нефтегазовая смесь, подаваемая в патрубок 1, вначале попадает в диспергатор газа 2, где происходит дробление нефтегазовой смеси. Диспергирование нефти приводит к существенному увеличению поверхности контакта нефть-газ, в результате чего происходит интенсивное выделение газа из нефти. Здесь следует заметить, что глубокое отделение газа от нефти получается в том случае, когда выделившийся в трубопроводе газ отделяется от нефти до подхода к сепаратору.



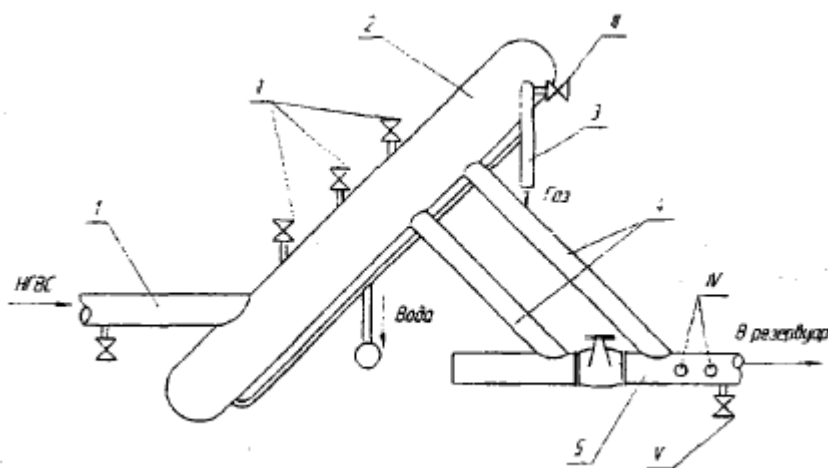
1 - ввод газонефтяной смеси; 2 - диспергатор; 3 - наклонные плоскости; 4 - жалюзийная насадка-каплеуловитель; 5 - перегородка для выравнивания потока газа; 6 - выход газа; 7 - люк; 8 - регулятор уровня; 9 - поплавковый удерживатель; 10 - сброс грязи; 11 - перегородка для предотвращения прорыва газа; 12 - сливная трубка

Рисунок 1.3 - Общий вид и разрез горизонтального сепаратора

После диспергатора из газа под действием гравитационных сил значительная часть капельной нефти оседает на наклонные плоскости 3, а незначительная часть ее в виде мельчайших капелек уносится основным потоком газа. Для изменения структуры потока наклонные плоскости следует выполнять с уступами (порогами), способствующими выделению газа из жидкости.

Основной поток газа, содержащий мельчайшие частицы нефти, не успевшие осесть под действием силы тяжести, встречает на своем пути жалюзийную насадку 4, в которой происходят прилипание капелек жидкости и дополнительное отделение их от газа. На поверхности жалюзийной насадки образуется пленка, стекающая в поддон при достижении определенной толщины, из которого по трубе 12 она попадает под уровень жидкости в сепараторе.

На рис. 1.3 в верхней части сепаратора показана в увеличенном виде капелька нефти «К» и действующие на нее силы, а в нижней части сепаратора - увеличенный пузырек газа «П» и также силы, действующие на него. Условно принимается, что капелька нефти осаждается в чисто газовой среде, а пузырек газа всплывает в нефтяной среде. Трехфазный гравитационный сепаратор представлен трубным наклонным водогазоотделителем типа УСТН-1 (рисунок 1.4). Он предназначен для разделения нефти и газа на концевых и промежуточных ступенях сепарации в пунктах сбора и подготовки продукции скважин. Но более широкое применение нашел на месторождениях с большим газовым фактором нефти для предварительного отделения газа от нефти. Поэтому его иногда представляют как УПОГ. Используется в комплексе с резервуарами, буферными емкостями или насосами.



1 - успокоительный нефтеводящий коллектор; 2 - цилиндрическая наклонная колонна; 3 - газоотводящий коллектор; 4, 5 - нефтеотводящие коллекторы I, II, III, IV, V - контрольные точки для проведения испытаний

Рисунок 5.4-Принципиальная схема трехфазного сепаратора типа

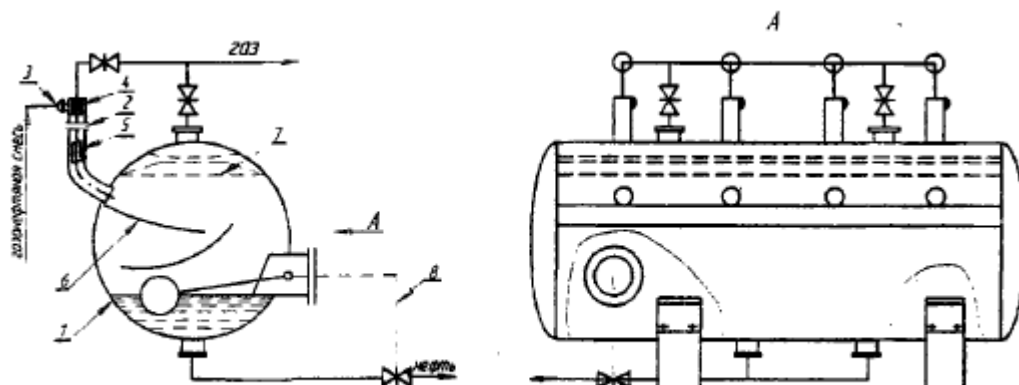
УСТН-1

Отличительной особенностью сепаратора является использование в качестве сепарационной емкости трубы большого диаметра. Он работает следующим образом. Газожидкостная смесь, предварительно расслоенная на газовую фазу и жидкость, входит в наклонную колонну и, поднимаясь по ней, подвергается дальнейшему разделению. Выделившийся при этом из жидкости свободный газ поднимается по верхней образующей колонны. Граница раздела «нефть - газ» в колонне устанавливается или в соответствии с уровнем жидкости в резервуаре, в комплексе с которым работает данный сепаратор, или поддерживается на заданном уровне с помощью регулятора. Свободная вода из установки отводится по трубопроводу, подсоединенному к нижней части аппарата.

В промышленности широко применяются также гидроциклонные сепараторы. На рисунке 1.5 приведена принципиальная схема гидроциклонного сепаратора. Он состоит из буферной емкости 1, гидроциклонной головки 2, тангенциального ввода 3, направляющего патрубка 4, секции перетока 5, сливных полок 6, каплеотбойников 7, регулятора уровня 8.

Работа гидроциклонных газосепараторов основана на принципе использования разности сил инерции нефти и газа. Газонефтяной поток, подведенный тангенциально к входному патрубку, приобретает вращательное движение вокруг направляющего патрубка 4, образуя нисходящий вихрь. Нефть, имеющая большую плотность, чем газ, центробежной силой прижимается к стенкам гидроциклона, а газ движется в его центре.

В нижней части гидроциклона находится секция перетока 5, которая препятствует смешению газа с нефтью при изменении движения потока с вертикального направления на горизонтальное. Нефть и газ, разделенные в гидроциклонной головке, поступают в буферную емкость.



1 - буферная емкость; 2 - гидроциклонная головка; 3 - тангенциальный ввод; 4 - направляющий патрубок; 5 - секция перетока; 6 - сливные полки; 7 - каплеотбойник; 8 - регулятор уровня

Рис. 1.5. Принципиальная схема гидроциклонного газосепаратора

Газонасыщенная нефть поступает на сливные полки 6 и далее по стенке - в нижнюю часть емкости. Сливные полки обеспечивают равномерное поступление нефти в емкость, что уменьшает образование пены. Движение нефти тонким слоем по полкам также способствует отделению нефти от газа. Газовый поток направляется в верхнюю часть буферной емкости, где установлены каплеотбойники 7, выполняющие функцию по улавливанию капелек жидкости. Решетки в верхней части буферной емкости служат для выравнивания скорости газового потока путем распределения его по всему сечению аппарата. Емкость имеет механический регулятор уровня, связанный с исполнительным механизмом - заслонкой, установленной после сепаратора

на нефтяной линии. Регулятор обеспечивает в емкости необходимый уровень жидкости, предотвращающий прорыв свободного газа в нефтяной коллектор.

Основным недостатком гидроциклонных сепараторов является то, что эффективность его работы находится в обратной зависимости от диаметра. Из формулы (1.3) видно: чем меньше радиус гидроциклонной головки, тем больше инерционная сила и, следовательно, тем эффективнее происходит выделение газа из нефти. Однако уменьшение радиуса головки циклона приводит к росту гидравлических сопротивлений и уменьшению его пропускной способности. Поэтому гидроциклонные нефтегазовые сепараторы изготавливают с несколькими входными головками. Кроме того, разделение фаз эффективно происходит в том случае, когда плотности фаз различаются на порядок и дисперсная фаза по объему составляет незначительную долю от объема дисперсионной среды. Поэтому гидроциклонные сепараторы эффективны при очистке газа от жидких и механических спутников на газовых и газоконденсатных месторождениях, где капельки жидкости под действием центробежных сил осаждаются на стенке гидроциклонной головки в виде тонкой пленки. В продукции нефтяных скважин содержание жидкости в потоке доминирует и поэтому действие центробежной силы на выделение газа из нефти должно проявляться значительно слабее. Однако эти сепараторы имеют одно бесспорное преимущество - они сравнительно легкие, поэтому удобные в монтаже.

На основе вышеприведенного гидроциклонного сепаратора с одной буферной емкостью институтом «Гипрвостокнефть» разработан ряд гидроциклонных сепараторов, предназначенных для использования в качестве сепараторов первой ступени. К ним относятся ГС-4 - 1600 - 10, ГС - 6 - 1600 - 10, ГС - 8 - 1600 - 0,6 (1,6; 4), где ГС означает - гидроциклонный сепаратор, первая цифра - число гидроциклонных головок, вторая цифра - диаметр буферной емкости в мм, последняя цифра - рабочее давление в МПа, деленое на 10. На базе гидроциклонных сепараторов этим же институтом разработаны сепарационные установки, предназначенные для первой ступени сепарации

нефти и газа на дожимных насосных станциях, дальнейшего отдельного транспорта нефти и выделившегося газа и для замера производительности отдельно по нефти и газу.

Пленочный газосепаратор представляет собой емкость, все поперечное сечение которой снабжено каплеотбойниками жалюзийного типа или металлическими сетками. По специфике своей работы они нашли применение лишь в газовой промышленности. На нефтяных месторождениях все типы сепараторов снабжены каплеуловителями, установленными на газовой линии и работающими на принципе пленочной сепарации. Расчет пленочных сепараторов на пропускную способность сводится к определению скорости набегания газа на каплеотбойник, при котором на металлической поверхности удерживается пленка нефти определенной толщины, не увлекаясь потоком газа.

1.4. Показатели эффективности работы нефтегазовых сепараторов

К показателям эффективности работы нефтяного сепаратора относятся удельный унос капельной жидкости $k_{ж}$ потоком газа и удельный унос свободного газа $k_{г}$ потоком нефти:

$$k_{ж}=q_{ж}/Q_{г} \text{ и } k_{г}=q_{г}/Q_{ж} \quad (1.5)$$

где $q_{ж}$ и $q_{г}$ - объемные расходы капельной жидкости и свободного газа, уносимые из сепаратора при рабочих условиях; $Q_{г}$ и $Q_{ж}$; - объемные расходы газа и жидкости при рабочих условиях в сепараторе.

Однако одни и те же значения $k_{ж}$ и $k_{г}$ можно получить в сепараторах различных конструкций, например, в сепараторах большого объема без специальных отбойных приспособлений или в гидроциклонных сепараторах, вес которых небольшой, а значит, и с различными технико- экономическими показателями.

Поэтому, пользуясь только показателями $k_{ж}$ и $k_{г}$ и не учитывая расход металла на изготовление сепараторов, их конструкцию, невозможно сделать окончательный вывод о техническом совершенстве того или иного сепаратора. Технически совершенным будет тот сепаратор, который при прочих равных

условиях обеспечивает более высокую степень очистки газа и жидкости и, кроме того, имеет большую производительность и, конечно, при минимуме затрат металла на его изготовление. Таким образом, для полной оценки эффективной работы сепаратора наряду с показателями $k_{ж}$ и $k_{г}$ необходимо учитывать и степень технического совершенства.

Степень технического совершенства сепаратора характеризуется:

- минимальным диаметром капель жидкости, задерживаемых в сепараторе;
- максимально допустимой средней скоростью газового потока в свободном сечении сепаратора, а также в каплеуловительной секции;
- временем пребывания жидкости (нефти или нефти и воды) в сепараторе, за которое происходит максимальное отделение свободного газа от жидкости.

Допустимое значение удельного уноса капельной жидкости $K_{ж}$, согласно рекомендациям ВНИИСПТнефть (ныне ИПТЭР), не должно превышать 50 см³ на 1000 м³ газа, в то время как удельный унос свободного газа потоком жидкости при условиях в сепараторе рекомендуется принимать равным $K_{г} < 20 \cdot 10^3 \text{ см}^3/\text{м}^3$ на 1 м³ жидкости. Величина $K_{г}$ зависит от многих факторов, главными из которых являются вязкость и плотность нефти, а также способность нефти к вспениванию.

Время пребывания для не вспенивающихся и маловязких нефтей в сепараторе рекомендуется принимать равным от 2 до 3 мин, для вспенивающихся и вязких нефтей - от 5 до 20 мин. Маловязкими считаются нефти с вязкостью до $5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, а вязкими - с вязкостью более $5 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Эффективность работы сепараторов, устанавливаемых на площадях газовых и газоконденсатных месторождений, оценивается обычно только количеством капельной жидкости, уносимой газом за пределы сепаратора.

**Главы 2, 3 являются конфиденциальной информацией и коммерческой
тайной компании ОАО «Томскгазпром»**

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Востокгазпром»

ОАО «Востокгазпром» — дочернее предприятие ПАО «Газпром». Компания, созданная в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. Это событие стало началом новой для региона газодобывающей отрасли.

ОАО «Востокгазпром» специализируется на добыче нефти и газа и реализует стратегию, направленную на достижение конкурентного преимущества в освоении сложных месторождений углеводородов. Компания обеспечивает полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции. Востокгазпром планомерно расширяет производственные мощности, совершенствует технологические процессы интенсификации добычи и подготовки сырья, реализует программы геологоразведочных работ.

ОАО «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в списке крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли Сибирского федерального округа.

В состав ОАО «Востокгазпром» входят добывающий актив компании ОАО «Томскгазпром» и ООО «Сибметакхим», который объединяет метанольные активы «Газпрома». Компания обладает лицензиями на право пользования недрами семи лицензионных участков (Казанского, Останинского, Рыбального, Мыльджинского, Северо-Васюганского, Чкаловского и Сомовского), расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

«Востокгазпром» входит в тройку лидеров нефтегазовой отрасли Сибирского федерального округа, в число сорока крупнейших предприятий Сибири.

По итогам 2011 года «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в Томской области по целому ряду показателей: добыче углеводородов, объемам инвестиций и геологоразведке.

Специализацией компании является добыча углеводородного сырья на сложных месторождениях. Основным предприятием, входящим в Группу «Востокгазпром», является дочернее предприятие ОАО «Томскгазпром».

В состав Группы «Востокгазпром» входит дочерняя компания ООО «Сибметакхим». В 2011 году объем производства метанола этой компанией составил 690 тыс. тонн. Последние три года «Сибметакхим» планомерно увеличивает объемы выпускаемой продукции.

В ОАО «Востокгазпром» сформирована команда уникальных специалистов высокого уровня. Численность персонала около 2000 человек. Удельный вес работников с высшим и средним профессиональным образованием составляет 72%.

В долгосрочной перспективе руководство Компании видит свою стратегическую задачу в достижении и удержании инженерного и технологического лидерства в области разработки малых и средних месторождений углеводородов. Конкурентным преимуществом Компании является накопленный опыт в разработке указанных месторождений.

4.2 Исходные данные для расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи

Для Мыльджинского НГКМ одной из характерных проблем является вовлечение нефтенасыщенных интервалов во время интенсификации (ГРП) газовых скважин.

Подготовка углеводородов на месторождении осуществляется на специально созданных установках и заключается в доведении основных параметров добываемых углеводородов до необходимых норм. Под специфику каждого месторождения строятся свои установки, для нефтяных, обычно, возводятся установки подготовки нефти, сброса воды и утилизации попутного нефтяного газа, в то время как для газовых месторождений строятся

установки комплексной подготовки газа, которые включают в себя установку подготовки природного газа и установку детализации и стабилизации конденсата. Строительство установок для подготовки газа и нефти совместно происходит в исключительных случаях.

В 2012 году на Мыльджинском газоконденсатном месторождении, которое находится в эксплуатации с 1999 года, на одной из скважин был проведен ГРП с целью интенсификации. По результатам, проведенного ГРП, был получен значительный прирост добычи газа в три раза, но также произошло подключение ранее недренируемого интервала или нефтяной оторочки. В результате подготовка газа на месторождении осложнилась по причине наличия тяжелой и вязкой нефти в составе добываемых углеводородов на данной скважине. Продолжительные попытки подготовки сырья приводили к выходу из строя существующих агрегатов и создания аварийных ситуаций, поэтому компанией было решено разработать план действий для совместной подготовки продукции.

В ходе продолжительных исследований было предложено не подготавливать нефть на существующих объектах, а построить дополнительный узел подготовки.

Наиболее результативным технологическим мероприятием при разделении ГЖС с высоким газосодержанием является предварительное разделение продукции скважин на газовую и жидкую фазы, которое осуществляется за счет комплектации сепарационного узла дополнительным входным сепаратором, установленным в начале процесса перед газонефтяным сепаратором.

Для повышения качества подготовки и полного разделения продукции необходимо внедрение дополнительной стадии подготовки нефти посредством внедрения мобильного кустового сепаратора-разделителя и строительства линии сепарированной жидкости, направляемой на дегазатор, где бы происходило полное отделение газа от нефти.

Вовлечение нефтенасыщенных интервалов хоть и увеличивает добычу добываемых углеводородов, но представляет невозможным совместную подготовку нефти и газа на газоперерабатывающем заводе, поэтому данные скважины выводятся из фонда, и таким образом сокращается дебит, а совместная подготовка становится причиной регулярных ремонтных работ, увеличивают операционные затраты на добычу продукции.

В дипломной работе предлагается внедрение мобильной сепарационной установки, которая тем самым увеличит время работы скважины, дебит по нефти и позволит сократить межремонтный период.

Рассчитаем экономическую эффективность применения данного оборудования.

Как показывают исследования, внедрение дополнительного мобильного сепаратора позволит увеличить дебит нефти с 5 до 30 т/сут, при этом обустройство скважины обойдется в 20 750 000 р.

Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

	Наименование показателя	ед. изм.	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 10.06.2017 г.*	руб./долл.	57
2	Цена реализации нефти, Томская область**	руб. за тонну	12500
4	Постоянные операционные затраты на работу скважины	\$ за тонну	10
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,21
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,87
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
11	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), тонн нефти в сутки до проведения мероприятия		5
12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), тонн нефти в сутки после проведения мероприятия		31
13	Объём капитальных вложений на проведение операции, млн. руб.		20,75
14	Увеличение эксплуатационных на обслуживание оборудования, млн. руб.		+0,1
15	Постоянные операционные затраты на работу скважины, млн. руб. в год		1,5

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (1)$$

где I_0 – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование капитальных издержек на работу системы, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн. тонн;

n – период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_0 = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (3)$$

где R_0 – выручка от реализации, млн. руб.;

q – среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – количество рабочих дней в году;

k – количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (5)$$

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / P_i \quad (6)$$

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t,$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;

Qн, Qг - соответственно добыча нефти и газа в t-м году тыс. тонн.

Внутренняя

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: absorption costing (традиционный способ, с полным распределением затрат); marginal costing (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании absorption costing в период роста объёма

продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (9)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта.

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Эксплуатационные затраты на мероприятие, млн. р	1,5	1,6	0,1
	Выручка от реализации, млн. руб.:	21,69	134,46	112,78
	- себестоимость добычи; млн. руб	17,35	17,45	0,10
	- прибыль, млн. руб	4,34	117,01	112,68
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	87,0	67,0
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет			0,24 года (3 месяца)

Таблица 4.3 -Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	134462,50
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	117012,50
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	17450,00
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	10470
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	6980,00
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	123992,50
7.Доля маржинального дохода в выручке,%	Дмд	92,21
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	9000,00
9.Запас финансовой устойчивости,тыс. руб.	Зфу	134447,25
- в процентах		77,4941677
- в натуральном выражении, тыс. руб		70587,50

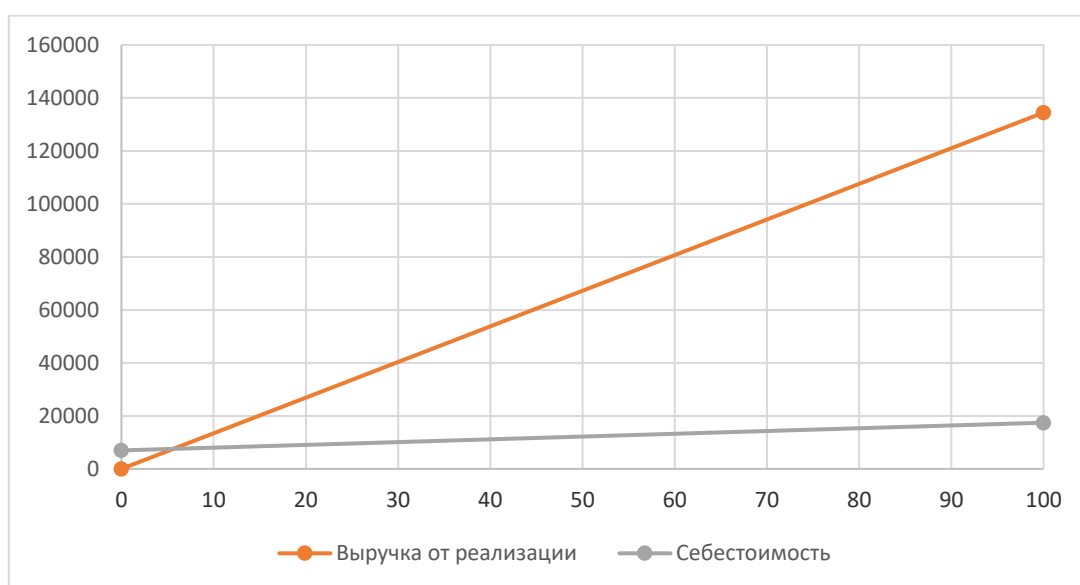


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	134462,50
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	117012,50
3.Себестоимость реализуемой продукции, тыс. руб	с	17450,00
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	973,3
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	6980
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12500
7.Объём добычи, тонн в год	Q	10757
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	700

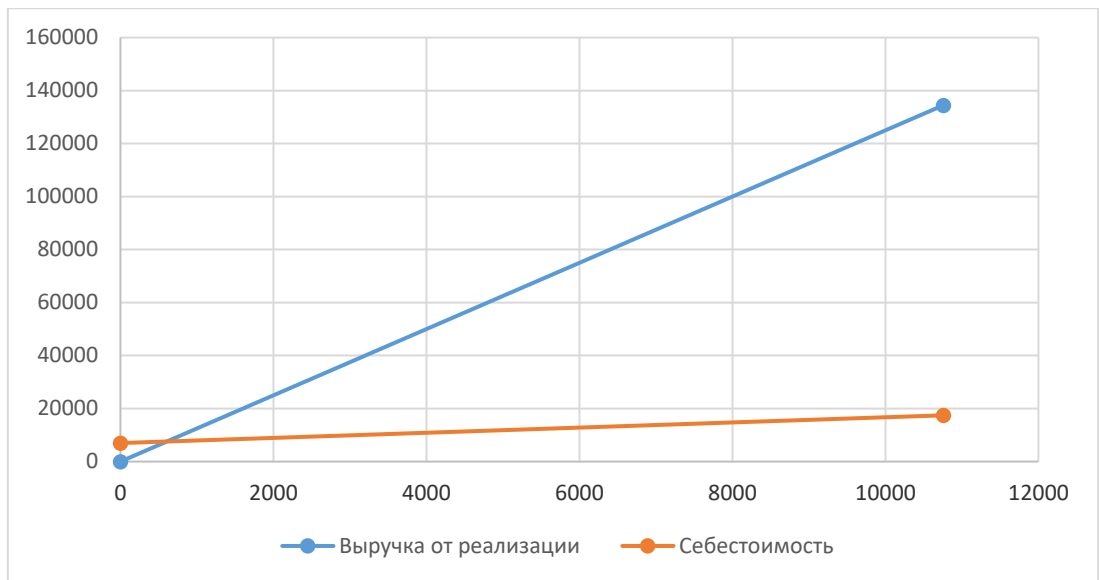


Рисунок 4.2 - График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост добычи составил 26 т/сут, рентабельность возросла с 20% до 87%. Можно сделать вывод что введение данного мероприятия является экономически оправданным, срок окупаемости составляет 3 месяца.

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность - ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [18].

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение "Х" (Томская область), в частности Установка комплексной подготовки газа и конденсата, кустовой сепаратор, дегазатор. В административном отношении месторождение расположена в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо-западу от г. Томска.

Климат - континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. Температура воздуха в зимний период времени составляет в среднем от минус 20 до минус 25 °С, опускаясь иногда до минус 55°С, летом температура поднимается до плюс 35 °С.

В соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [19] УКПГиК относится к опасному производственному объекту. Опасность связана с используемыми в процессе производства опасными веществами, необходимостью обслуживания оборудования, находящегося под высоким давлением, при низкой и высокой температурах, необходимостью работы во взрывоопасных и пожароопасных помещениях. Режим работы объекта - непрерывный круглосуточный.

5.1. Производственная безопасность

Выполнение работ на УКПГиК сопровождается вредными и опасными факторами согласно [20], приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 2. Повышенный уровень шума и вибрации; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. Повышенная загазованность рабочей зоны.	1. Опасность поражения электрическим током; 2. Опасность механических повреждений.	ГОСТ 12.1.005–88 ГОСТ 12.1.038–82 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 12.1.007–76

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования в процессе работы, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства приведены в таблице 5.2 [17].

В целях достижения безопасности персонала необходимо соблюдать требования:

- допуска персонала, имеющего специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил и квалификацию;
- безопасных приемов и методов труда;

- мер газовой и пожарной безопасности;
- по применению средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения с отработкой приемов их использования,
- к спецодежде из термостойких и антистатичных материалов и индивидуальным средствам защиты.

Таблица 5.2 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура, °С			Концентр. пределы распространения пламени, % об.		Характеристика токсичности	ПДК в воздухе рабочей зоны произв. помещений, мг/м ³
				Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенение	Нижний	Верхний		
1	Природный газ	газ	4	- 188	–	550	3	15	Наркотическое воздействие, удушье	300
2	Нестабильный газовый конденсат	ж	4	-44	–	286	2,5	5,2	Наркотическое воздействие	300
3	Стабильный газовый конденсат	ж	4	-23	–	233	4,9	5,2	Наркотическое воздействие	300
4	Смесь пропана и бутана технических	ж	4	-74	–	450	2,0	9,1	Обморожение	300
5	Метанол	ж	3	6	13	440	7,3	36	Опьянение, потеря зрения	5

Повышенный уровень шума и вибрации

В настоящее время эксплуатация подавляющего большинства технологического оборудования неизбежно связана с возникновением шумов и вибраций различной частоты и интенсивности, оказывающих весьма неблагоприятное воздействие на организм человека.

Шум - это совокупность звуков различной частоты и интенсивности, возникающих в результате колебательного движения частиц в упругих средах (твёрдых, жидких, газообразных).

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются ГОСТ 12.1.003-2014 [21]. В соответствии с требованиями ГОСТ громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Вибрация - это механические колебания твёрдых тел - частей аппаратов, машин, оборудования, воспринимаемое организмом человека как сотрясения. Часто вибрации сопровождаются слышимым шумом.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентирует ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [22].

Нормируемые параметры вибрации – среднеквадратичные значения виброскорости в м/с или её логарифмические уровни в дБ в октавных полосах частот. Базовая частота предельного спектра для общей вибрации равна 63 Гц (95 дБ), для локальной - 125 Гц (110дБ).

В производственных условиях с целью предотвращения вредного воздействия шума и вибрации на организм человека необходимо всегда добиваться, чтобы уровни шума и вибрации не превышали допустимых значений. Снижение шума и вибрации можно достичь следующими методами:

- уменьшение шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляция источников шума и вибрации средствами звукоизоляции и звукопоглощения, виброизоляции и вибродемпфирования;
- применение средств индивидуальной защиты.

Средства защиты от шума подразделяют на две группы: вкладыши, вкладываемые в устье слухового аппарата, и наружные протившумы - наушники, шлемы, накладываемые на ушную раковину. Наиболее эффективны вкладыши «Беруши», позволяющие снижать уровень звука на различных частотах от 15 до 30 дБ.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха (температура, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность

радиационное излучения солнца, величина атмосферного давления), влияющих на тепловое состояние организма.

При нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной плюс 10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°C.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха минус 40 °C и ниже необходима защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключаящие перегрев головы от солнечных лучей.

Постановление Администрации Томской области от 11.02.2011 г. №29а регламентирует следующие погодные условия (если работы круглогодичные), при которых работы на открытом воздухе работодателями приостанавливаются (таблица 8.3) [23].

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °C
0	-36
0–5	-35
5–10	-34
Свыше 10	-32

Повышенная загазованность рабочей зоны

Главным источником загазованности рабочей зоны является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, образующиеся при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси. Также выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании.

В таблице 8.4 приведены концентрационные пределы воспламенения индивидуальных углеводородов, входящих в состав газа.

Таблица 5.4 – Концентрационные пределы воспламенения индивидуальных углеводородов, входящих в состав газа

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2,9 – 15
пропан	2,1 – 9,5
бутан	1,9 – 9,1
пентан	1,4 – 7,8
гексан	1,2 – 7,5

В каждом отдельном случае обнаружения утечек определяется характер пропуска, объем выделяемого углеводородного газа, направления ветра, серьезность пропуска.

В целях исключения аварий по вине обслуживающего персонала к работе допускаются работники, имеющие специальную подготовку, прошедшие обучение правилам техники безопасности.

В целях предупреждения вредного воздействия углеводородных газов на здоровье человека предусмотрены защитные приспособления, осуществляется контроль воздушной среды.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор - фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной травмы, острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

Опасность поражения электрическим током

Напряжение электропитания УКПГиК - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток	постоянный ток
	50-60 Гц	
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 [24] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;

- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений

При работе на УКПГиК обслуживающий персонал подвергается опасности получения механических повреждений. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

В целях достижения безопасности персонала необходимо соблюдать требования:

- оформлять наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности;
- места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- в местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м;
- рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 0,04 м, и, начиная с высоты 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости;
- работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса;
- узлы, детали, приспособления и элементы технических устройств, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности

оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета;

– открытые движущиеся и вращающиеся части технических устройств ограждаются или заключаются в кожухи; такие технические устройства должны быть оснащены системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск их в работу при отсутствующем или открытом ограждении;

– снятие кожухов, ограждений, ремонт технических устройств проводится только после отключения электроэнергии, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение вследствие ошибочного или самопроизвольного включения аппаратов, под действием силы тяжести или других факторов; на штурвалах задвижек, шиберов, вентилей должны быть вывешены плакаты "Не открывать! Работают люди", на пусковом устройстве обязательно вывешивается плакат: "Не включать, работают люди".

5.2 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, подготовки и транспорта газа проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промышленной подготовки газа.

Защита окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

– загрязнение окружающей среды нефтью и конденсатом вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

– загрязнение окружающей среды промышленными и бытовыми отходами;

– развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Основными мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и конденсата, повышение герметичности и надежности промыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива, снижение образования токсичных продуктов сгорания.

Защита атмосферного воздуха от загрязнения

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений являются:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- разработанный план действий при аварийной ситуации.

Строительство и запуск в работу БКС ННГ позволило сократить сжигание низконапорного газа, образующегося на УКПГиК в процессе подготовки газа и конденсата к транспорту.

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтегазодобычи оказывают разливы нефтепродуктов и вод с высокой минерализацией. При попадании нефтепродуктов в водоемы

на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

На Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении осуществлен ряд мероприятий, способствующих снижению вредного воздействия и охране водных ресурсов:

- производится очистка промышленных стоков и дальнейшая их закачка в пласт на узле закачки очищенных стоков;
- созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики).

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Пожаровзрывоопасность

Ведение технологического процесса на УКПГиК связано с осушкой природного газа, в состав которого входят углеводороды C_1-C_6 , образующие с воздухом взрывоопасные смеси.

Помещение блока УКПГиК относится к взрывоопасным установкам, класс взрывоопасной зоны В-1а и рассчитано на взрывоопасную, пожароопасную рабочую среду - природный газ класса опасности 4 по [25], категории взрывоопасности ПА и группы взрывоопасной смеси Т2 по ГОСТ 51330.11-99 [26]. Категория пожарной опасности установки в соответствии с НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [27] - «А» (повышенная взрывопожароопасность).

Возможными причинами и источниками пожаров и взрывов на рабочем месте могут быть:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источников открытого огня и нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров на УКПГиК предусмотрена сигнализация параметров технологического режима.

Для определения до взрывных концентраций (ДВК) газовой смеси помещения оборудуются приборами контроля (сигнализаторами) до взрывных концентраций, заблокированными с аварийной вентиляцией.

Все работающие ознакомлены с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения

В целях предупреждения пожаров, взрывов на УКПГиК категорически запрещается применение открытого огня. Огневые и газоопасные работы проводятся регламентировано, согласно соответствующим инструкциям.

Молниезащита, защита от статического электричества

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии на УКПГ устроена молниезащита в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-87) [28].

Для взрывоопасных и пожароопасных зданий и сооружений выполнена защита:

- от прямых ударов молнии;
- от вторичных ударов молнии;

– от заносов высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации; от статического электричества (в соответствии с РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» [29]).

Защита от прямых ударов молнии выполнена стержневыми молниеприемниками и заземлением металлической кровли зданий.

Проявление статического электричества представляет собой большую опасность как источник возникновения пожара и углеводородного природного газа, которые являются диэлектриками.

Предупреждение опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества и вторичного проявления молний, на установках обеспечиваются следующими мероприятиями, предусмотренными отраслевыми правилами и нормами техники безопасности:

- оборудование и трубопроводы, расположенные на установке и эстакаде, представляют собой на всем протяжении непрерывную цепь и присоединяются к заземляющим устройствам;
- в отдельных случаях для обеспечения непрерывности цепи, разорванной фланцевыми парами с паранитовыми прокладками, для снижения сопротивления предусмотрены тщательная зачистка не менее двух шпилек и установка медных скоб между фланцами и гайками шпилек;
- все блоки установки защищены молниеотводами зоны, действия которых перекрывают друг друга;
- все оборудование и трубопроводы установки должны быть заземлены на границах площадок не менее двух раз.
- контур заземления, предназначенный для защиты от проявлений статического электричества и одновременно от вторичных проявлений молний, должен иметь сопротивление не более 10 Ом.

– осмотр и измерение сопротивления заземляющих устройств необходимо производить не реже одного раза год в соответствии с инструкцией и графиком, утвержденными главным инженером предприятия.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [19] и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00 [30].

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 [35] установлены требования, процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов; конструировании, изготовлении, ремонте машин, механизмов, других технических устройств; разработке технологических процессов; подготовке и аттестации работников; организации производства и труда; взаимодействии Госгортехнадзора России с организациями по обеспечению безопасных условий производства и рационального использования природных ресурсов.

Кроме того, требования по охране труда установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основным из которых является Конституция Российской Федерации.

Заключение

Эффективность сепарации газа при использовании модернизированного входного сепарационного блока составляет 99,9 %. Ввиду того, что модернизированный УПОГ с газовым колпаком и центробежный вертикальный сепаратор располагаются на самом блоке НГС(В), вся конструкция имеет существенно меньшие габаритно-массовые характеристики по сравнению с традиционными технологиями, что позволяет значительно снизить стоимость установки в целом.

При неожиданном росте добычи и возрастании газового фактора можно заменить газовый сепаратор на аналогичный аппарат, рассчитанный на большую производительность без внесения существенных изменений в обвязку и конструкцию благодаря модульной конструкции.

Используемая литература

1. Андриасов Р. С., Мищенко И. Т., Петров А. И., «Руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти», Москва «Недра», 1983 г.
2. Байков Н. М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р. И., «Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды», Москва «Недра» 1981 г.
3. Гужов А. И., Титов В. Г., Медведев В. Ф., Васильев В. А., «Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов», Москва «Недра» 1978 г.
4. Конструкция сепаратора СГВ, 2016 г <http://www.pro-vertex.ru/index.php/oborudovanie/konstruktsiyagv-7>
5. Руководящий документ «Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования» , РД 39-004-90, 1990 г.