

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.279.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Булатов Дмитрий Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Булатову Дмитрию Михайловичу

Тема работы:

Повышение эффективности процесса добычи газа и газового конденсата на Мыльджинском газоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1829/с от 11.03.2019
Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема сбора газа и газового конденсата от скважин до участка входа шлейфов на Мыльджинском газоконденсатном месторождении, технологическая схема сбора газа и газового конденсата на кустовом основании скважин, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы, тексты и графические материалы отчетов.
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Анализ основных методов повышения эффективности процесса добычи газа и газового конденсата на Мыльджинском газоконденсатном месторождении на поздней стадии разработки месторождения; влияние осложняющих факторов на процесс добычи углеводородного сырья на при режиме эксплуатации месторождения на истощение; освоение газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождения; расчет вынужденных потерь газа и газового конденсата при удалении скопления жидкости с забоя скважины, основным применяющимся методом продувки на горизонтальную факельную установку; оценка экономической эффективности метода повышения добычи углеводородного сырья с установкой мобильной компрессорной установки на кустовом основании Мыльджинского газоконденсатного месторождения.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Геолого - промысловая характеристика Мыльджинского газоконденсатного месторождения	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Анализ проблем добычи углеводородного сырья при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Основные методы повышения эффективности эксплуатации и восстановление производительности газоконденсатных скважин	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Характеристика объекта исследования	
Анализ проблем добычи углеводородного сырья при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения	
Основные методы повышения эффективности эксплуатации и восстановление производительности газоконденсатных скважин	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Булатов Дмитрий Михайлович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.04.2019	Геолого - промысловая характеристика Мыльджинского газоконденсатного месторождения	20
30.04.2019	Анализ проблем добычи углеводородного сырья при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения	30
06.05.2019	Основные методы повышения эффективности эксплуатации и восстановление производительности газоконденсатных скважин	30
17.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 78 страниц, в том числе 26 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 33 источника.

Ключевые слова: ПЛАСТОВАЯ ВОДА, ГАЗ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, СКОРОСТЬ ПОТОКА, ПЗП, ПАДАЮЩАЯ ДОБЫЧА, ГАЗЛИФТ, МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА, НКТ, ОТРАБОТКА НА ГФУ.

Объектом исследования является добывающий фонд скважин Мыльджинского ГКМ, на котором имеются осложнения при добыче УВС фонтанным способом в виде скопления жидкости в ПЗП и на забое.

Цель работы – рассмотреть основные методы повышения эффективности процесса добычи газа и газового конденсата фонда скважин Мыльджинского ГКМ (Томская область), проанализировать и выбрать наиболее оптимальный метод удаления скоплений жидкости из скважины и как следствие увеличение добычи газа и газового конденсата из эксплуатируемых скважин.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технологии повышения эффективности процесса добычи сырого газа на заключительной стадии разработки месторождения.

В результате исследования выявлен наиболее оптимальный метод и дан анализ по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: о смене НКТ на меньший диаметр, установке газлифта, установке мобильной компрессорной установки на устье скважин.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, у которых присутствуют трудности с скоплением капельной жидкости в виде пластовой воды и газового конденсата на забое добывающих скважин, влияющих на эффективность процесса добычи сырого газа на ГКМ.

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГФУ – горизонтальная факельная установка;

ГКМ – газоконденсатное месторождение;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УВС – углеводородное сырье;

УВШ – участок входа шлейфов;

УКПГ – участок комплексной подготовки газа;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ДИКТ – диафрагменный измеритель критических течений;

ЦПДС – центральная производственная диспетчерская служба;

КИП и А – контрольно измерительные приборы и автоматика;

МФН – мультифазный насос;

ФА – фонтанная арматура;

ГКИ – газоконденсатное исследование;

КГФ – конденсатогазовый фактор;

МПП – модуль подготовки газа;

ЕП – емкость приемная;

ГВК – газовойдяной контакт;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.	12
1 ГЕОЛОГО - ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЫЛЬДЖИНСКОГО ГАЗОКОН- ДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.	14
1.1 Физико-химические свойства газа, газового конденсата и пластовой воды.....	14
1.2 Текущее состояние разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения .	19
1.2.1 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки	22
1.3 Характеристика добывающего фонда скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения	23
2 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЫЛЬДЖИНСКОГО ГАЗОКОНДЕН- САТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	26
2.1 Технологическая схема сбора природного газа на Мыльджинском газоконденсатном ме- сторождении	26
2.1.1 Система сбора природного газа от скважин до установки комплексной переработки газа и конденсата	29
2.2 Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки га- зоконденсатного месторождения	31
2.3 Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин на Мыльджинском газоконден- сатном месторождении.....	32
2.4 Оценка эффективности методов предупреждения гидратообразования при испыта- нии газоконденсатных скважин.....	33
2.5 Особенности освоения газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки га- зоконденсатного месторождения после капитального ремонта скважин	36
2.5.1 Передвижная азотная станция ТГА 10/251 используемая при вызове притока и освоении скважин на Мыльджинском газоконденсатном месторождении.....	39
3 ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВОС- СТАНОВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН.....	43
3.1 Продувка скважин на горизонтальную факельную установку для удаления жидкости с за- боя	43
3.2 Замена насосно-компрессорных труб в газоконденсатных скважинах на меньший диаметр.....	45
3.3 Установка плунжерного лифта	48
3.4 Оборудование и установка мобильной компрессорной установки на устье скважин...	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
4.1 Расчет экономической эффективности внедрения мобильной компрессорной установки на Мыльджинском месторождении	61
4.2 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.....	66

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1 Производственная безопасность.....	72
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	73
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	76
5.2 Экологическая безопасность.....	78
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	90
Приложение А «Таблица 5 – 6-ти компонентный анализ пластовой воды за 2018 г.».....	93
Приложение Б – «Таблица 6 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Мыльджинского ГКМ, объект Ю»	94
Приложение В – «Таблица 7 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Мыльджинского ГКМ, объект Б10».....	95

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность рассмотренной темы обусловлена тем, что в настоящее время, в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин Мыльджинского ГКМ наблюдается постепенное снижение добычи УВС, так месторождение находится на поздней стадии разработки. А процесс извлечения УВС из недр, становится все труднее из-за ряда причин, к ним относятся: падение пластового давления, скопление пластовой воды на забое, выпадение газового конденсата в ПЗП, разрушение ПЗП, снижение скорости потока в колонне НКТ, самозадавливание скважины.

Цель работы - провести анализ перспективных способов и методов для повышения эффективности процесса добычи газа и газового конденсата на примере газовых скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения (Томская область) и выбрать наиболее приемлемый и эффективный метод.

В настоящее время, решение вопросов по проблеме связанной со скоплением жидкости на забое при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений имеет важное значение.

Для решения задачи, обеспечения уровня добычи газа и газового конденсата немаловажное значение имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии. При этом особое внимание уделяется совершенствованию технологии повышения и восстановления производительности скважин[9].

Особые трудности возникают при проведении работ на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. На поздней стадии эксплуатации месторождений в газовых скважинах имеет место накопления пластовой жидкости на забое скважины, что при определенных условиях может привести к глушению продуктивного пласта и прекращению процесса добычи газа.

На начальной стадии эксплуатации месторождений и при сравнительно небольших объемах поступающей жидкости, ее вынос из скважины осуществляется за счет высокой скорости потока газа[10].

В последующем, при отработке месторождения и снижении пластового давления, наблюдается увеличение объемов поступления пластовой жидкости и постепенное накопление ее на забое скважины. По данной причине растет бездействующий фонд скважин. Для предотвращения этих негативных явлений приходится в процессе эксплуатации скважин корректировать технологический режим, что приводит к уменьшению объема добычи газа, а также снижению коэффициента газоотдачи продуктивных пластов.

В связи с вышеизложенным, поддержание производительности скважин, вопросы предупреждения накопления жидкости на забое скважин и технология ее своевременного удаления становятся весьма актуальными и являются основной задачей выпускной квалификационной работы. Указанные вопросы рассмотрены на примере газовых скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения (Томская область).

В работе рассмотрены основные методы повышения эффективности эксплуатации и восстановления производительности газоконденсатных скважин: продувка скважин на ГФУ для удаления жидкости с забоя, замена НКТ в газоконденсатных скважинах на меньший диаметр, установка плунжерного лифта, оборудование и установка МКУ на устье скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

1 ГЕОЛОГО – ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЫЛЬДЖИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Физико-химические свойства газа, газового конденсата и пластовой воды

Замеренный КГФ используется при построении изобар и изотерм конденсации, расчете состава пластового газа и потенциала C_{5+} и других компонентов пластового газа.

Отобранные пробы подвергаются лабораторным термодинамическим и физико-химическим исследованиям. Производится подсчет балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, не углеводородных компонентов, определение их потенциального содержания в пластовом газе, учет добычи конденсата и компонентов природного газа, проектирование и обустройства месторождения, переработки конденсата.

В течение 2018 г. силами промысловой лаборатории ОАО «Томскгазпром» на МГКМ было выполнено 8 ГКИ объекта Ю (скв. №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8), а также 4 ГКИ объекта Б₁₀ (скв. №№ 9, 10, 11, 12). По результатам исследований были определены составы и физико-химические свойства пластовых газов и газов сепарации, также было определено потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе. Результаты определения составов пластового газа и текущей величины потенциального содержания конденсата приведены в таблицах 1 – 4.[7]

Таблица 1 – Составы пластового газа объекта Ю по результатам ГКИ 2018г., мол. %

Компоненты	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6	скв. 7	скв. 8
C ₁	88.02	88.23	87.96	88.04	88.61	88.25	88.19	87.46
C ₂	3.27	3.10	2.63	2.80	3.27	3.29	3.03	2.97
C ₃	2.15	2.09	1.93	1.88	2.06	2.17	2.02	2.08
iC ₄	0.60	0.60	0.63	0.61	0.55	0.60	0.60	0.66
nC ₄	0.74	0.76	0.71	0.65	0.67	0.75	0.72	0.77
iC ₅	0.29	0.30	0.31	0.30	0.25	0.30	0.29	0.35

Продолжение таблицы 1

Компоненты		скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6	скв. 7	скв. 8
nC ₅		0.28	0.29	0.26	0.25	0.24	0.29	0.26	0.32
C ₆		0.31	0.30	0.31	0.30	0.26	0.33	0.29	0.40
C ₇₊		0.49	0.51	0.61	0.46	0.32	0.53	0.43	0.72
N ₂		3.12	3.11	3.73	3.78	2.92	2.86	3.41	3.50
CO ₂		0.73	0.71	0.93	0.94	0.85	0.62	0.74	0.75
Всего		100	100	100	100	100	100	100	100
Потенциальное содержание C ₅₊	пласт, г/м ³	54.67	54.41	62.33	49.60	39.57	56.61	49.44	73.24
	«сухого», г/м ³	54.99	54.74	62.87	49.83	39.69	56.96	49.69	73.93

Таблица 2 – Составы пластового газа объекта Б₁₀ по результатам ГКИ 2018 г., мол.%

Компоненты		скв. 9	скв. 10	скв. 11	скв. 12
C ₁		87.14	86.67	86.77	86.86
C ₂		3.54	3.54	3.53	3.61
C ₃		2.59	2.64	2.61	2.66
iC ₄		0.76	0.80	0.80	0.81
nC ₄		0.87	0.92	0.92	0.94
iC ₅		0.35	0.38	0.39	0.41
nC ₅		0.30	0.33	0.35	0.37
C ₆		0.32	0.37	0.40	0.40
C ₇₊		0.48	0.49	0.58	0.35
N ₂		3.64	3.83	3.64	3.58
CO ₂		0.01	0.01	0.01	0.01
Всего		100	100	100	100
Потенциальное содержание C ₅₊	пласт, г/м ³	54.34	59.60	64.53	59.95
	«сухого», г/м ³	54.61	60.02	65.03	60.39

Таблица 3 – Усредненный состав пластового газа пластов группы Ю по результатам ГКИ 2018 г.

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	г/моль	мол. %	мол. %	г/моль
C ₁	88.67	886.75	68.28	1.30	0.00	0.00	15.58	1.30	88.09	888.05
C ₂	3.05	30.52	9.69	0.18	0.10	0.01	2.30	0.19	3.05	30.71
C ₃	2.03	20.29	10.92	0.22	1.87	0.12	3.97	0.33	2.05	20.62
iC ₄	0.59	5.89	3.31	0.07	2.36	0.15	2.58	0.22	0.61	6.11
nC ₄	0.69	6.90	3.50	0.07	4.66	0.29	4.39	0.37	0.72	7.26
iC ₅	0.27	2.67	1.04	0.02	5.30	0.34	4.31	0.36	0.30	3.03
nC ₅	0.24	2.38	0.74	0.02	5.80	0.37	4.63	0.38	0.27	2.77
C ₆	0.23	2.32	0.56	0.01	13.32	0.83	10.38	0.84	0.31	3.16
C ₇₊	0.11	1.09	0.15	0.00	66.58	4.04	51.45	4.05	0.51	5.14
N ₂	3.33	33.31	0.56	0.01	0.00	0.00	0.13	0.01	3.30	33.32
CO ₂	0.79	7.89	1.27	0.02	0.00	0.00	0.29	0.02	0.78	7.91
Всего	100	1000	100	1.93	100	6.14	100	8.07	100	1008
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе -						0.9920				
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе -						0.9860				
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе -						0.9981				

Таблица 4 – Усредненный состав пластового газа пластов группы Б₁₀ по результатам ГКИ 2018 г.

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	г/моль	мол. %	мол. %	г/моль
C ₁	87.54	875.3	56.01	1.41	0.00	0.00	14.41	1.41	86.86	876.8
C ₂	3.56	35.61	11.28	0.27	0.03	0.00	2.83	0.27	3.55	35.88
C ₃	2.60	25.97	17.35	0.41	1.82	0.13	5.66	0.54	2.63	26.51
iC ₄	0.76	7.64	5.93	0.14	3.37	0.23	3.96	0.37	0.79	8.01

Продолжение таблицы 4

nC ₄	0.86	8.60	5.95	0.14	6.79	0.47	6.48	0.61	0.91	9.21
iC ₅	0.32	3.24	1.50	0.04	8.26	0.57	6.45	0.61	0.38	3.84
nC ₅	0.28	2.78	0.85	0.02	8.99	0.62	6.83	0.64	0.34	3.42
C ₆	0.25	2.51	0.39	0.01	18.04	1.24	13.48	1.25	0.37	3.76
C ₇₊	0.13	1.27	0.06	0.00	52.72	3.55	39.73	3.56	0.48	4.82
N ₂	3.70	37.04	0.65	0.02	0.00	0.00	0.17	0.02	3.67	37.06
CO ₂	0.01	0.12	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.12
Всего	100.02	1000.18	100.00	2.46	100.00	6.81	100.00	9.27	100.00	1009.44
Молярная доля газа сепарации в пластовом					0.9908					
Молярная доля "сухого" газа в пластовом					0.9843					
Молярная доля газа сепарации в "сухом"					0.9976					

Также в результате лабораторных исследований на газоконденсатность измеряется КГФ, по насыщенному (сырому) и стабилизированному конденсату на текущем этапе разработки. На конденсатогазовый фактор влияет режим работы газоконденсатной залежи. В настоящее время давление начала конденсации равно пластовому давлению, конденсатогазовый фактор уменьшается при снижении пластового давления до величины давления максимальной конденсации. Значения конденсатогазового фактора зависят от содержания в пластовом газе высококипящих углеводородов (C_{5+высшие})[7].

Средние значения КГФ, полученные в ходе исследований, по объекту Ю – 45.1 см³/м³, по объекту Б₁₀ – 48.8 см³/м³.

Физико-химические свойства и состав компонентов пластовой воды представлены в приложении А «таблица № 5, 6-ти компонентный анализ пластовой воды за 2018 г.», анализ проведен испытательной лабораторией нефти и газа МГКМ.

Анализ динамики газоводяного контакта (ГВК) свидетельствует о том, что в зонах отбора за время разработки месторождения, притока воды из законтурной области отмечено не было, что подтверждается данными разработки. Проведенный анализ проб воды показывает, что вода в основном

является попутным компонентом конденсата и газа. На рисунке 1, 2 показан дебит воды по объектам за все время разработки.

Анализируя все вышесказанное можно сделать вывод о том, что продвижение законтурной области не происходит.



Рисунок 1 – Среднесуточный дебит воды по объекту Ю



Рисунок 2 – Среднесуточный дебит воды по объекту Б₁₀

1.2 Текущее состояние разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения

За 2018 г. в целом по месторождению извлечено 1609.6 млн. м³ «сухого» газа и 60.9 тыс. т стабильного конденсата; средний дебит «сухого» газа составил 99.7 тыс. м³/сут., стабильного конденсата 4.3 т/сут. По сравнению с 2017 г. средний дебит скважин по «сухому газу» увеличился на 4.8 тыс. м³/сут., по конденсату уменьшился на 0.9 т/сут. Фонд действующих скважин по состоянию на конец года 51 шт. Изменение добычи газа связано с естественным снижением пластового давления в зонах отбора[7].

На 01.01.2019 г. всего извлечено «сухого» газа – 43889.5 млн. м³, стабильного конденсата – 3386.8 тыс. т, текущий КИГ – 0.429, КИК – 0.27.

Основная доля накопленной добычи «сухого» газа, в общем объеме, приходится на объект I – 68.5 % от общей добычи, или 29982.5 млн. м³. Из объекта II добыто 13814.4 млн. м³ «сухого» газа, что составляет 31.5 % от накопленной добычи. Динамика добычи сухого газа и конденсата по месторождению и объектам приведена на рисунках 3 – 8.

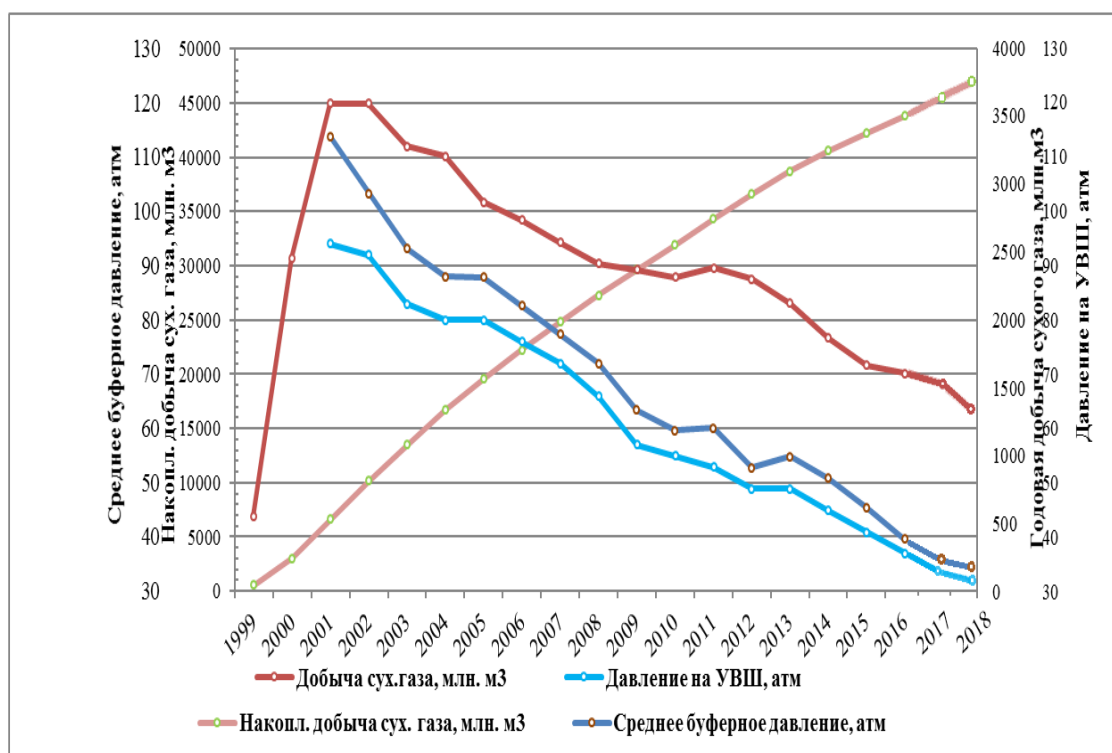


Рисунок 3 – Годовая добыча и накопленные отборы сухого газа (месторождение в целом)

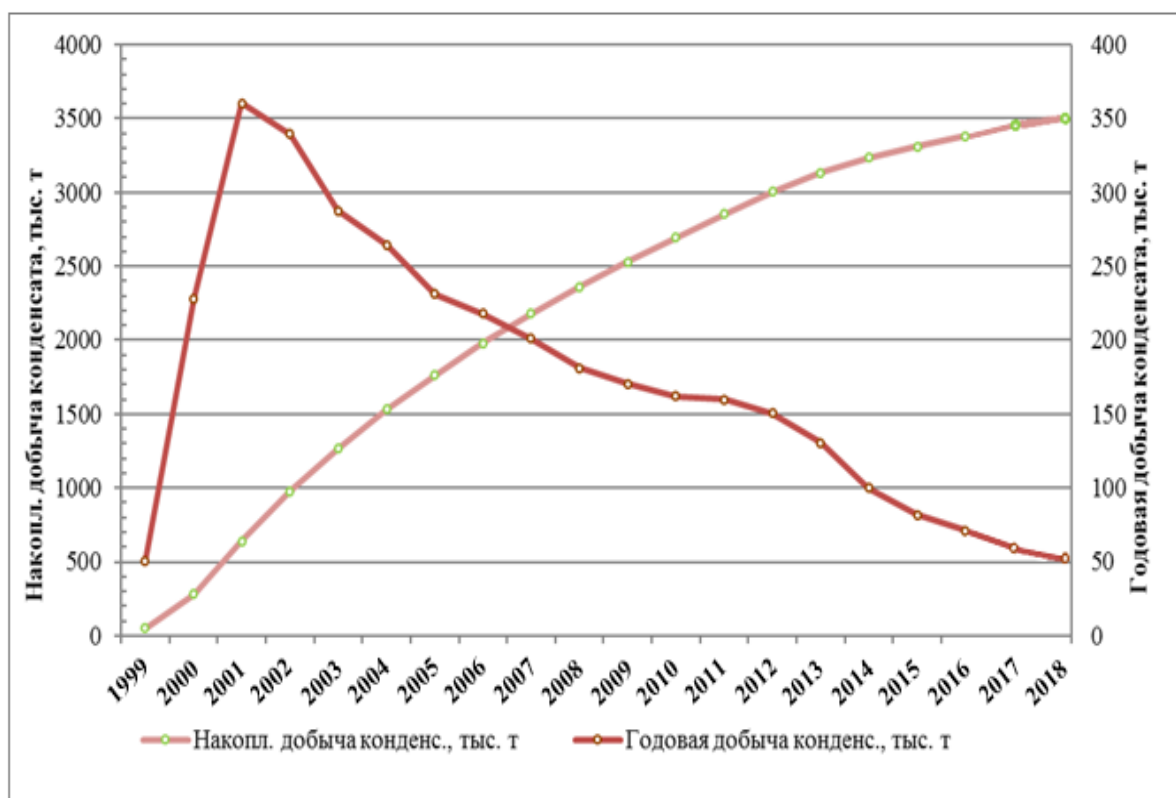


Рисунок 4 – Годовая добыча и накопленные отборы конденсата (месторождение в целом)

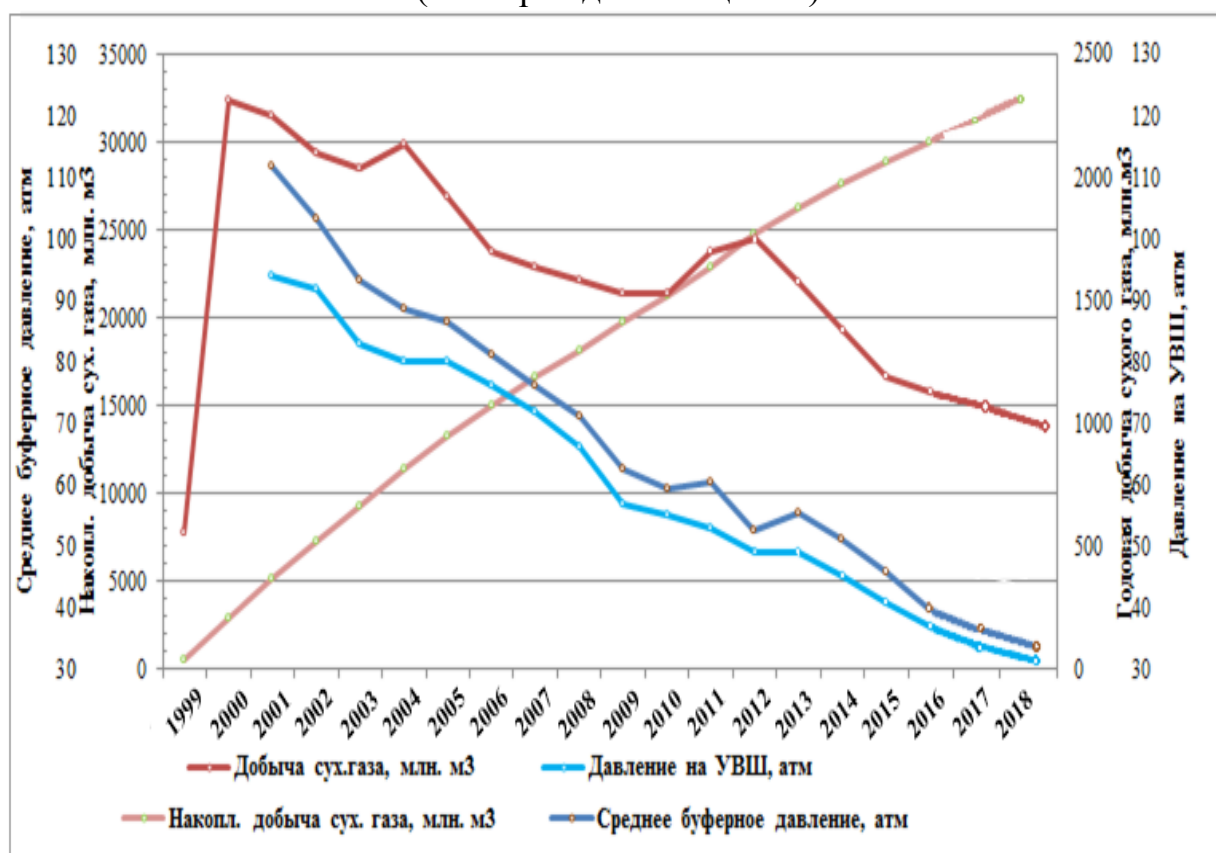


Рисунок 5 – Годовая добыча и накопленные отборы сухого газа (объект Ю)

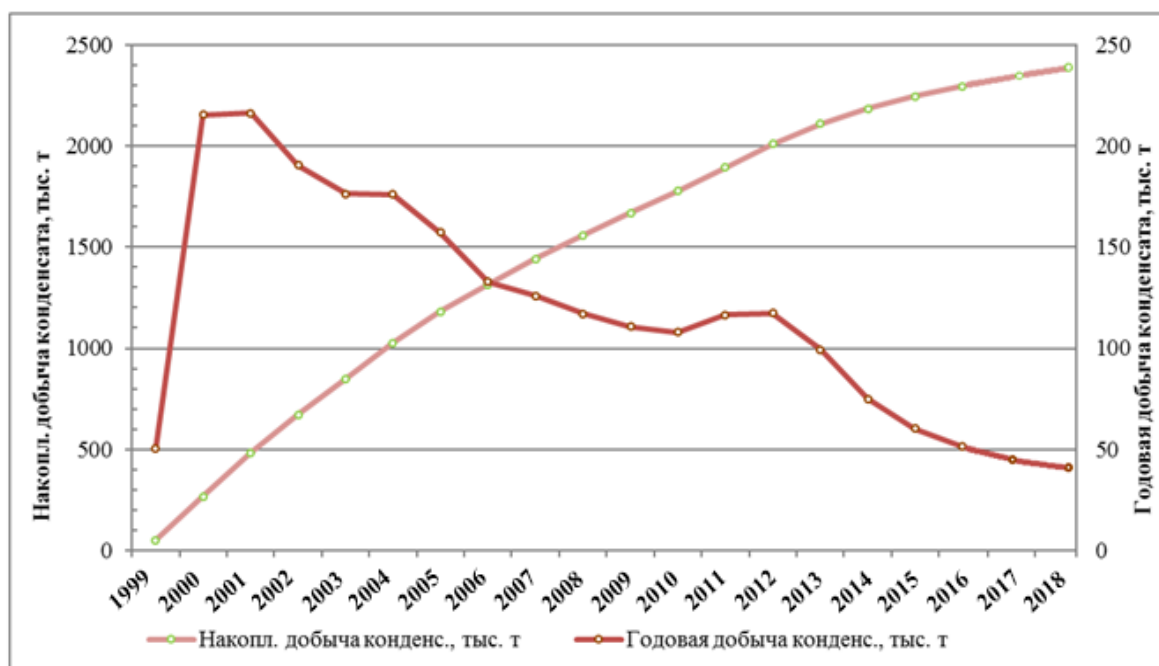


Рисунок 6 – Годовая добыча и накопленные отборы конденсата (объект Ю)

В 2011-2012 г. наблюдается увеличение отборов по объекту Ю, что может быть связано с проведением пяти операций ГРП в 2011 году, трех операций ГРП в 2012 году и бурением четырех новых скважин (№№126, 128, 138, 139) в центральной части залежи в 2011 году с куста №1[7].

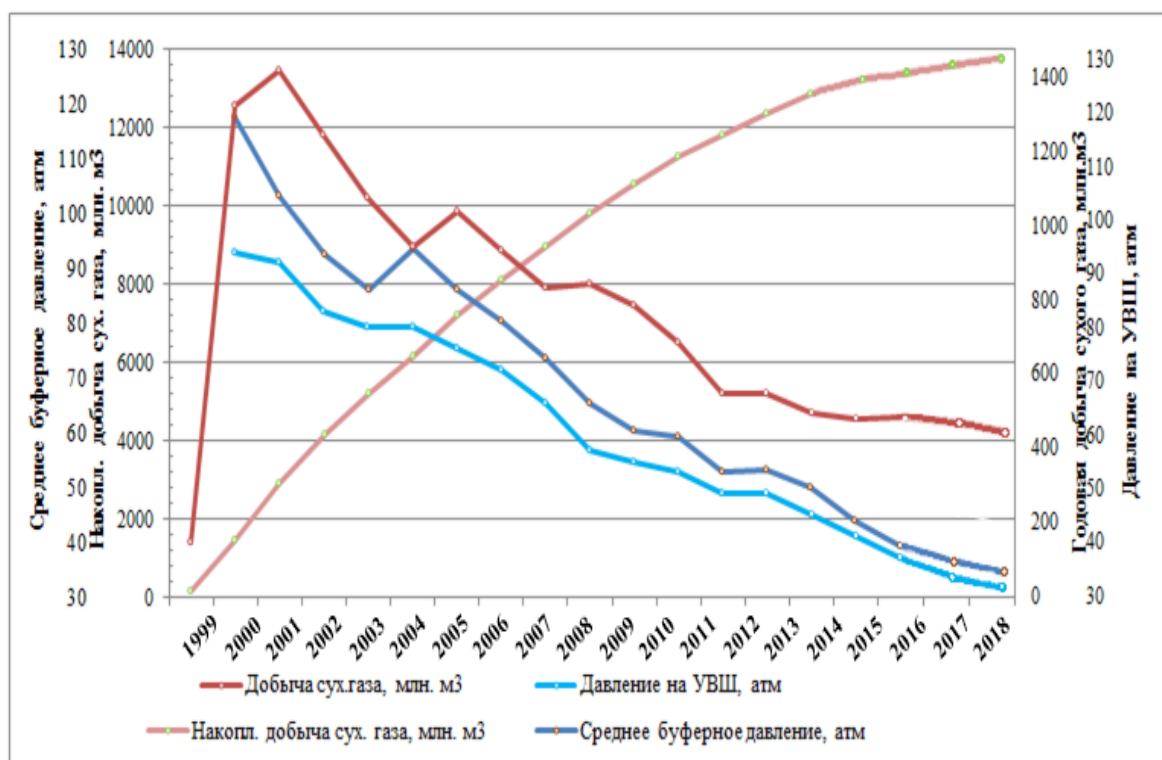


Рисунок 7 – Годовая добыча и накопленные отборы сухого газа (объект Б₁₀)

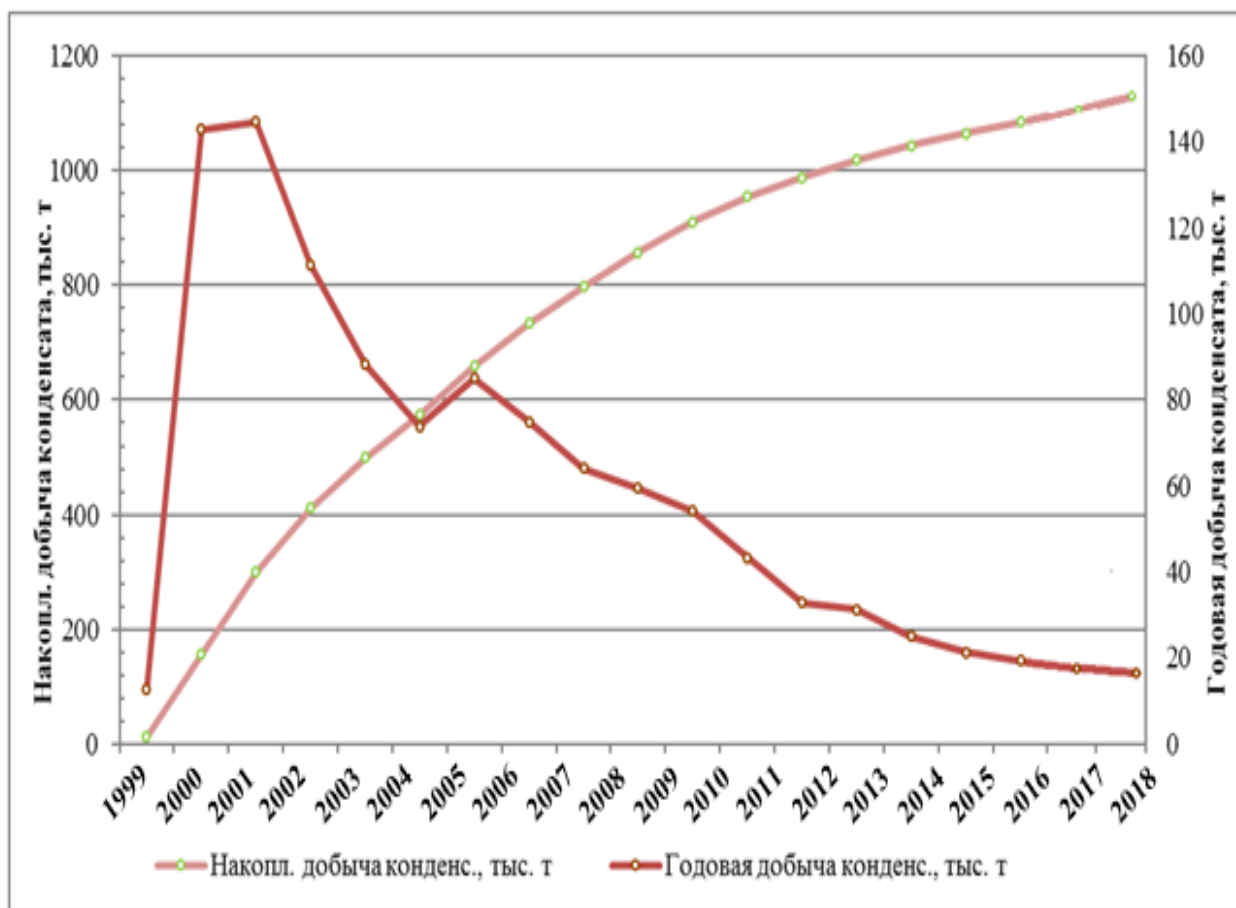


Рисунок 8 – Годовая добыча и накопленные отборы конденсата (объект Б₁₀)

Рост добычи по объекту Б₁₀ в 2006 г связан с вводом трех новых скважин №№141, 217, 218. Стабилизация добычи в последние годы может быть связана с проведением операции ГРП на скв. 202 в 2013 году и более значительным снижением устьевого давления по сравнению с 2012 годом.

1.2.1 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Мыльджинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 76-15 от 08.12.2015 г.), сопоставление проектных и фактических показателей будет произведено для 2018 г. в «Таблица – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Мыльджинского ГКМ, объект Ю (Приложение Б) и таблица 6 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Мыльджинского ГКМ, объект Б10 (Приложение В).

Анализ динамики показателей разработки по объекту Ю показал, что фактические накопленные отборы газа и конденсата близки к проектным уровням и отстают в пределах 10%. По состоянию на 01.01.2019 г. фактическая накопленная добыча «сухого» газа составляет 29982.5 млн. м³, что ниже проектной на 0.5%. Фактическая накопленная добыча конденсата составляет 2296.9 тыс. т, что на 0.7% ниже проектного уровня. Текущий фактический КИК равен 0.242, что на 1% ниже проектного. В целом проектные решения выполняются.

Анализ динамики показателей разработки по объекту Б₁₀ показал, что фактические накопленные отборы газа и конденсата близки к проектным уровням и отстают в пределах 10 %. По состоянию на 01.01.2019 г. фактическая накопленная добыча «сухого» газа составляет 13814.4 млн. м³, что превышает на 0.1% проектный уровень. Фактическая накопленная добыча конденсата составляет 1084.4 тыс. т, что на 0.2% ниже проектного уровня. Текущий фактический КИК равен 0.432, что на 2.6 % ниже проектного. В целом проектные решения выполняются.[7]

1.3 Характеристика добывающего фонда скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения

По состоянию на 01.01.2019 г. на Мыльджинском месторождении пробурено 106 скважин, из них в эксплуатационном фонде числятся 59. Динамика пробуренного и действующего фонда скважин по годам показана на рисунке 9. Из рисунка видно, что разработка месторождения осуществлялась высокими темпами. За период 1999-2006 гг. было пробурено 95% всего эксплуатационного фонда.

По состоянию на 1.01.2019 года на месторождении числится 106 скважин, из них: в действующем фонде – 51, в бездействующем фонде – 7, ликвидировано – 39, поглощающих – 2, контрольных – 9 шт. (Рисунок 10). Характеристика фонда скважин Мыльджинского месторождения приведена в Таблице 7.

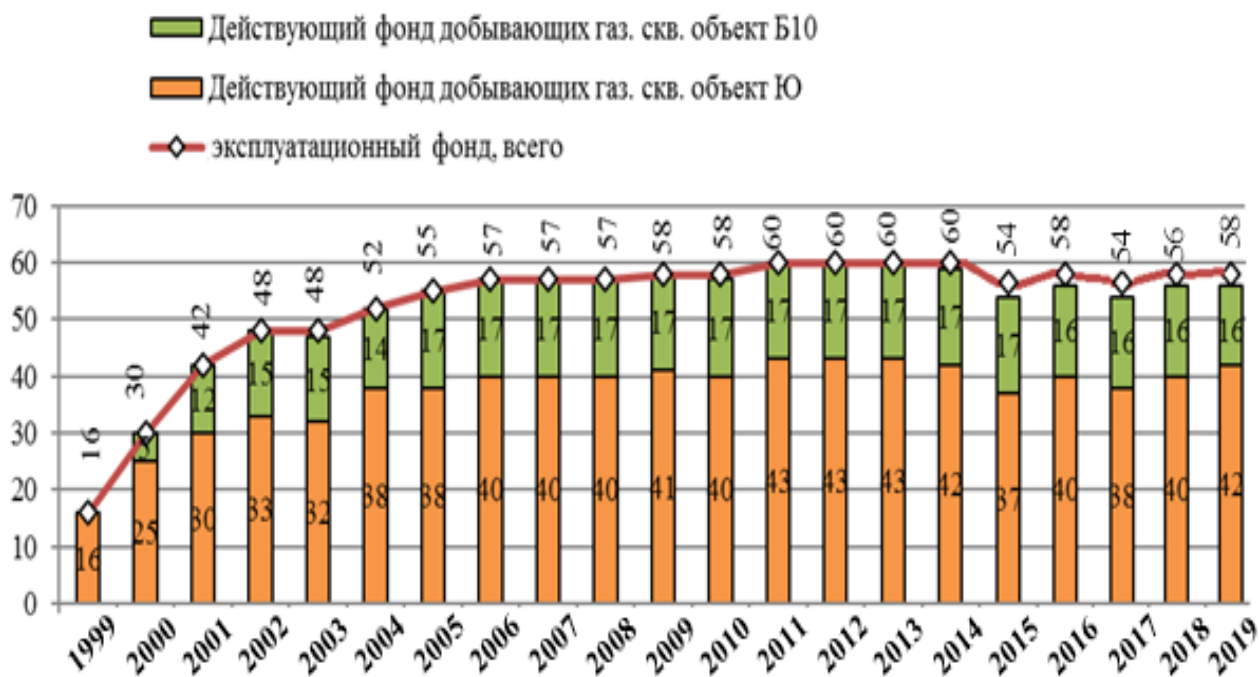


Рисунок 9 – Динамика пробуренного и действующего добывающего фонда скважин по годам



Рисунок 10 – Состояние фонда скважин месторождения в целом на 01.01.2019 г.

Таблица 7 – Характеристика фонда скважин Мыльджинского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Пласт А ₃	Пласт Б ₈	Пласт Б ₁₀	Пласт Б ₁₆₋₂₀ ¹	Пласт Б ₁₆₋₂₀ ²	Пласт Ю ₁₋₂	Всего
Фонд газовых скважин	Пробурено	-	-	17	-	-	89	106
	Возвращено с других горизонтов	-	-	1	-	-	-	-
	Всего	-	-	16 (1*)	-	-	42 (1*)	58
	В том числе:	-	-	-	-	-	-	-
	Действующие	-	-	16 (1*)	-	-	34 (1*)	51
	Бездействующие	-	-	-	-	-	7	7
	В освоении после бурения	-	-	-	-	-	-	-
	В консервации	-	-	-	-	-	-	-
	Пьезометрические	-	-	2 (1*)	-	-	6 (1*)	9
	Переведены на другие горизонты	-	-	-	-	-	-	-
	В ожидании ликвидации	-	-	-	-	-	-	-
	Ликвидированные	-	-	-	-	-	39	39
Фонд специальных скважин	Пробурено	2	-	-	-	-	1	3
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-	-	-	-	-
	Всего	2	-	-	-	-	1	3
	В том числе:	-	-	-	-	-	-	-
	Поглощающие	2	-	-	-	-	1	3
	Водозаборные	-	-	-	-	-	-	-
	Переведены на другие горизонты	-	-	-	-	-	-	-
	Ликвидированные	-	-	-	-	-	-	-

*совместный фонд

2 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЫЛЬДЖИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Технологическая схема сбора природного газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении

Добыча, сбор газоконденсатной пластовой смеси осуществляется по коллекторно – лучевой схеме от скважин, с устьевым давлением – 3.2-4 МПа и температурой 25 °С. Смесь поднимается от забоя по подвеске НКТ и проходит через фонтанную ёлку и боковой отвод, поступает на регулируемый дроссель, где происходит редуцирование в выкидную линию скважины путем изменения проходного отверстия запорным элементом. В настоящее время редуцирование не осуществляется. Далее продукция скважин смешивается в общем коллекторе и поступает, по газопроводу-шлейфу с расчетным давлением 3.2 МПа и диаметром 219 x 12, через узел врезки в газопровод-шлейф на участок входа шлейфов, далее на установку комплексной подготовки газа и конденсата рисунок 11.[17]

Куст скважин – это горизонтальная площадка, на которой размещены: газовые скважины, оборудованные фонтанной арматурой (АФК), внутри кустовые технологические трубопроводы, узел для замера дебитов и газоконденсатных исследований скважин, средства контроля и автоматизации (аппаратная КИП и А). Вышка для освещения и молниеотводы.

Применяемая фонтанная арматура герметизирует три колонны (324x245x168) тройникового типа и имеет один рабочий боковой отвод.[5]

АФК2 – 65 x 35 ХЛ К1, АФК2 – 80/65 x 35 ХЛ К1 производства ЗАО «Технология», ОАО АК «Корвет». Основная часть фонтанных арматур представляет ЗАО «DKG EAST», фонтанная арматура 12 3/4"x9 5/8"x6 5/8"x4" (3 1/2", 2 7/8") GOSZT Tbg-5000 psi, фонтанная арматура 12 3/4"x9 5/8"x6 5/8"x4" (3 1/2", 2 7/8") GOSZT Tbg-3000 psi.

Для предупреждения и удаления гидратообразования в скважинах и в технологических трубопроводах предусмотрена подача метанола. С максимальным рабочим давлением в 25 МПа. Метанол подается через угловой запорный вентиль в выкидную линию через инструментальный фланец, установленный между запорной арматурой на манифольде, так же имеется возможность подать метанол в затрубное пространство и в общий шлейф. На кустовое основание метанол поступает по трубопроводу диаметром 57 x 5, от УКПГ насосами. Проложен метанолопровод в одной траншее с газопроводом – шлейфом.[17]

Замер дебита скважин предусмотрен проектом на узле замера. В узел входит запорная арматура и входной и выходной патрубок с быстро разъемным соединением, для присоединения передвижной замерной установки.

Продувка, очистка скважин при освоении или для вывода на режим производится через ГФУ по линии сброса далее в факельную линию, которая сооружена до факельного амбара. Конструкция и размеры факельного амбара обеспечивают локализацию пламени. Факельный трубопровод оканчивается устройством ДИКТ (диафрагменный измеритель критических течений)[5].

Данное устройство кроме продувки и отчистки скважин применяется при ИК (исследовательской кривой) службой ГДИС. Для замера подбирается диафрагма (шайба) с технологическим отверстием, соответствующим дебиту скважины. Отверстие в диафрагме, с одной стороны, имеет фаску для распыления пластового флюида.

Проектом так же предусмотрена система блокировок трубопроводов при критических давлениях в выкидных линиях скважин. На них установлено устройство К-302 – клапан отсекающий, который отсекает рабочую полость трубопровода, при резком увеличении или снижении давления. На МГКМ К-302 настроены на 10 МПа верхний предел 2 МПа нижний предел по давлению.

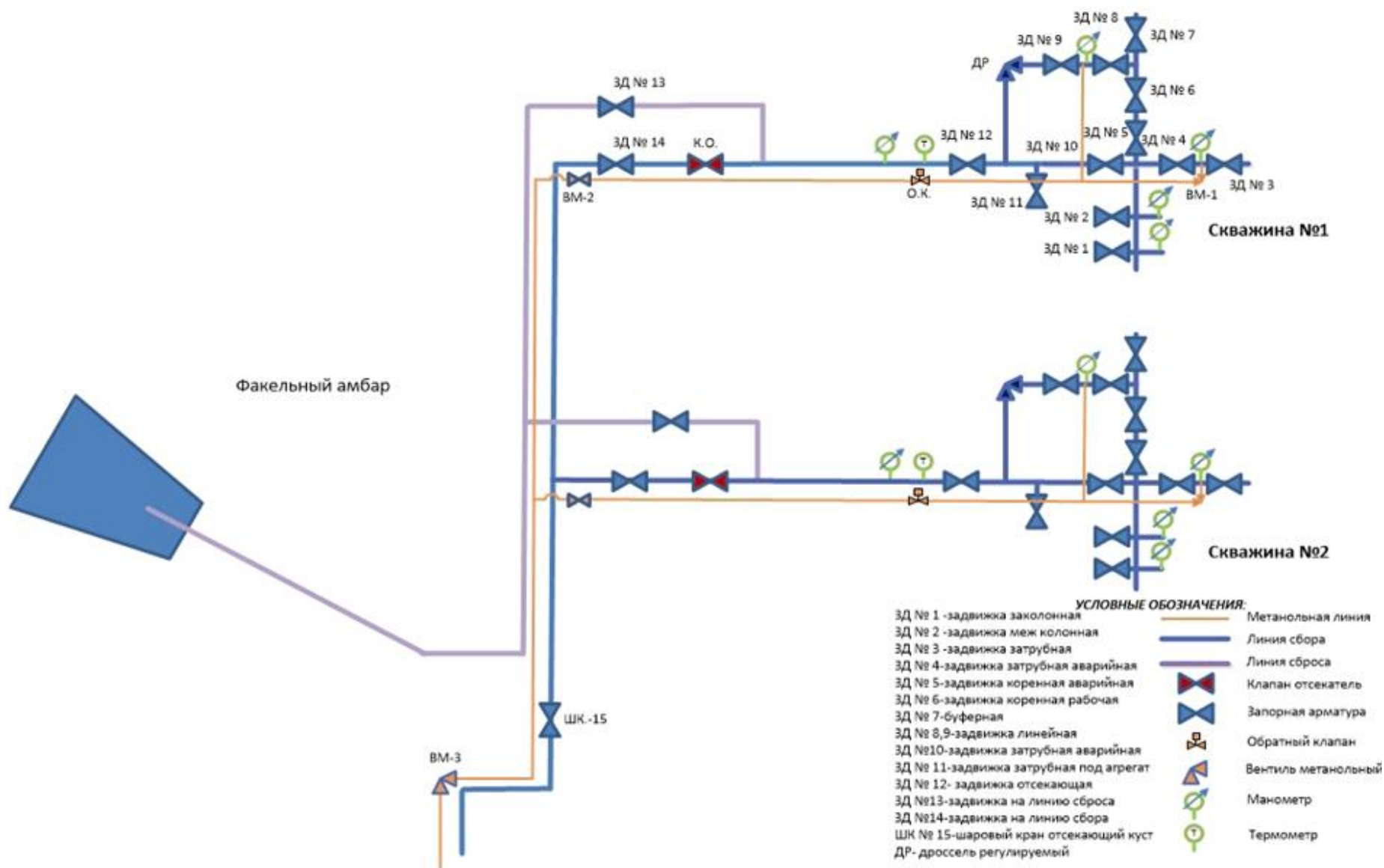


Рисунок 11 – Технологическая схема куста

2.1.1 Система сбора природного газа от скважин до установки комплексной переработки газа и конденсата

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по коллекторно-лучевой схеме, включающей семь самостоятельных коллекторов диаметром от 200 до 300 мм, по которым газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УКПГ и К. Схема сбора природного газа Мыльджинского месторождения представлена на рисунке 12.

От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам поступает на узел входа шлейфов (УВШ) №1, 2, где распределяется на три модуля подготовки газа (МПГ).

Узел входа шлейфов предназначен для подключения шлейфов от кустов скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения и Северо – Васюганского газоконденсатного месторождения, попутного нефтяного газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения и Северо - Останинского нефтяного месторождения, распределения газовых потоков по трем МПГ, сброса газа на факел при аварийной ситуации на УКПГ, распределения ингибитора гидратообразования (метанол) по кустам газовых скважин и оперативного технологического учета продукции скважин, поступающей на УКПГ по трубопроводам (шлейфам).

В состав узлов входа шлейфов входят:

- узел входа № 1 (кусты скважин № 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9,10, 14);
- узел входа № 2 (кусты скважин № 5, 11, 12, продукция четырех кустов скважин Северо – Васюганского газоконденсатного месторождения);
- блок распределения метанола.

Для предупреждения гидратообразования в шлейф кустов газовых скважин и Мыльджинского и Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения предусмотрен дозированный ввод метанола.

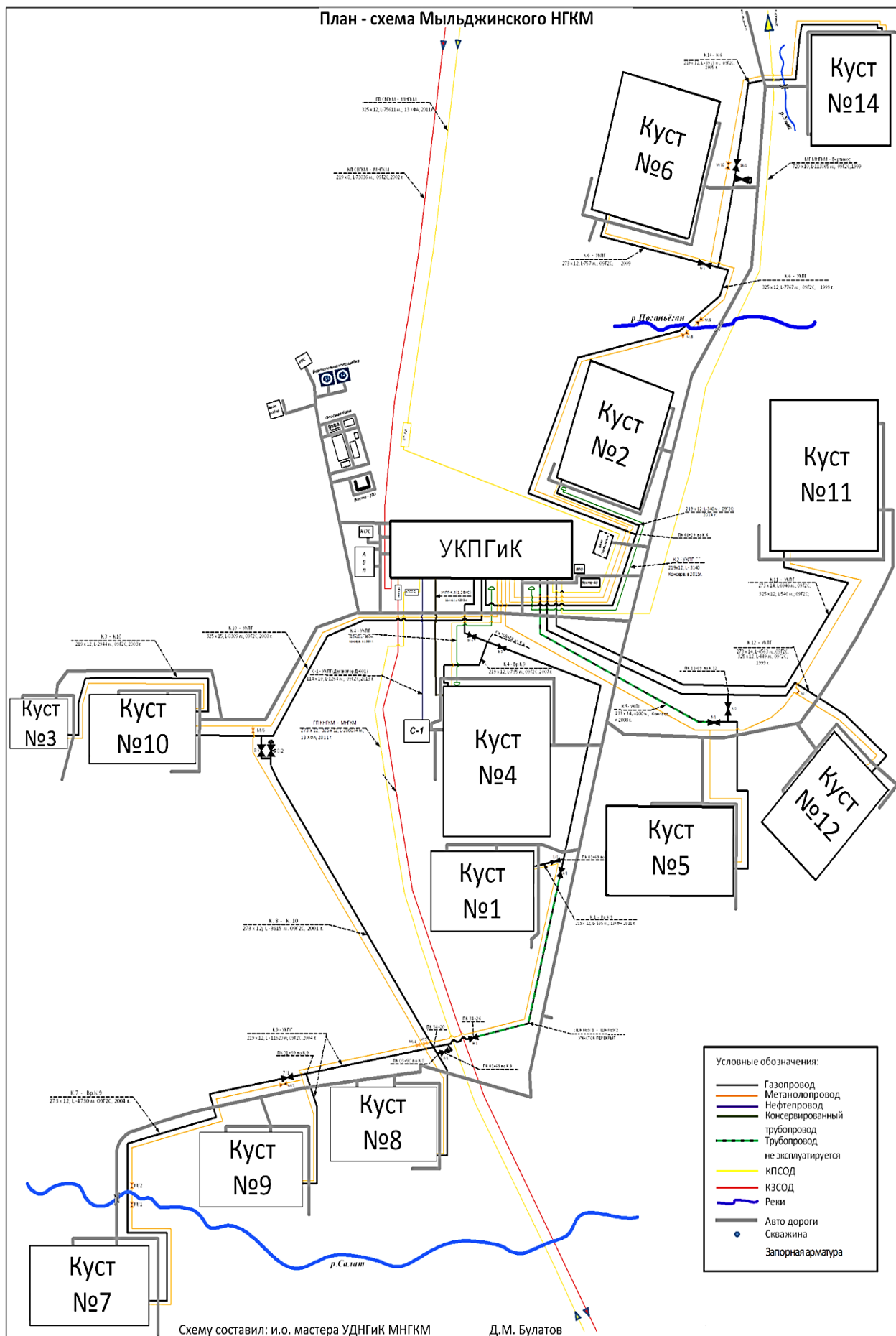


Рисунок 12 – Схема сбора природного газа Мыльджинского месторождения

2.2 Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения

Разработка газоконденсатных залежей Мыльджинского ГКМ происходит в условиях высокого темпа снижения пластового давления, выпадения конденсата в пласте и в скважине, отсутствия резерва по снижению давления на входе на УКПГ.

Скорости движения потока газа в части скважин не обеспечивают эффективный вынос жидкости с забоев, дебит скважины падает. Что приводит к нарушению температурного режима и самозадавливанию скважины (рисунок 13). В стволах скважин и в призабойной зоне, за счет снижения пластового и как следствие забойного давления пластовый газ находится в зоне давления начала конденсации жидкости.[9] По данным исследования геолого-физической характеристики продуктивных пластов месторождения значения равны – пласт $B_{10} = 19$ МПа, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2 = 24$ МПа.

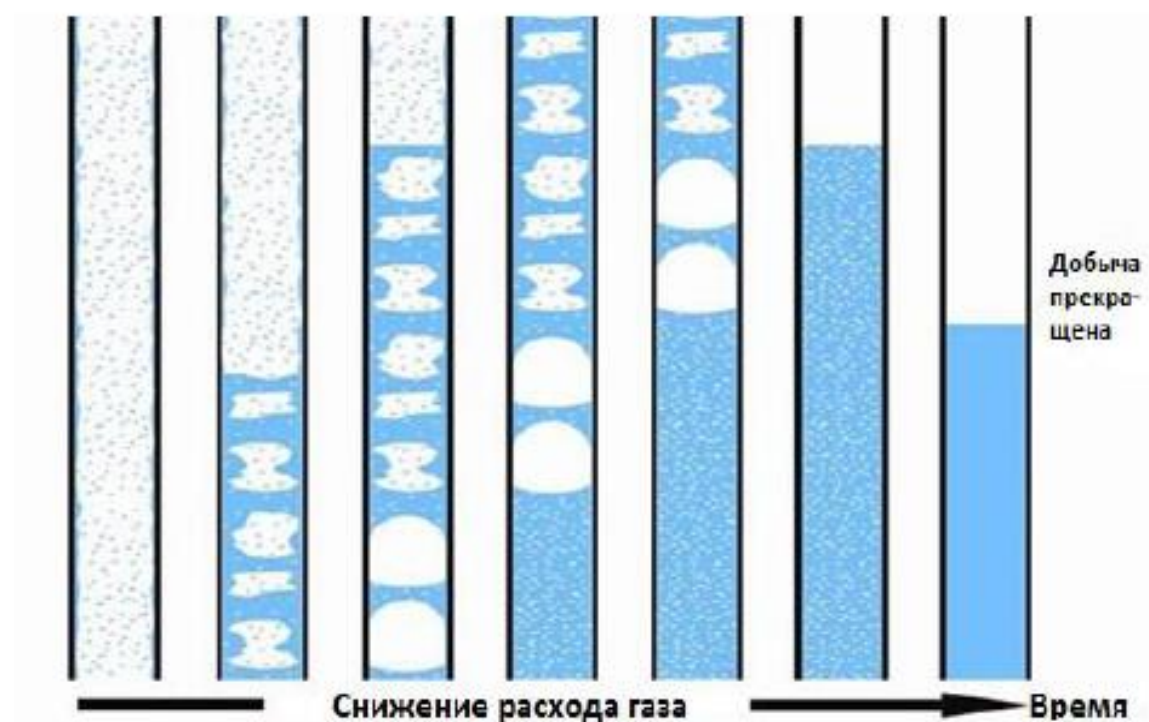


Рисунок 13 – Самозадавливание скважины жидкостью

В 2018 году, из-за скопления жидкости в скважинах, периодически отрабатывали на ГФУ 17 скважин: №№ 106, 120г, 122, 124, 131, 133, 137, 140, 143, 144, 145, 201, 202, 203, 204, 205г, 215, 218г.

Скважины № 120г, 218г начали отрабатываться периодически после КРС и проведенного освоения, так как в скважинах при ремонте, был закачен большой объем жидкости глушения, более 300 м³. Дополнительной трудностью является тот факт, что обе скважины горизонтальные. Исходя из производственной практики, горизонтальные скважины осваиваются после капитального ремонта на много дольше, соответственно и выход на режим после освоения занимает длительное время.

Многие скважины отрицательно реагируют на изменение давления на входе в УКПГ. Так как в связи с вышеописанной проблемой, т.е. низкой скоростью потока в колонне НКТ для выноса жидкости из скважины, весь фонд скважин эксплуатируется на разжатом штуцере. На поджатом штуцере скорость потока в колонне НКТ падает и происходит более интенсивное скопление газового конденсата и пластовой воды на забое и ПЗП. По этой причине регулировку дебита фонда производят непосредственно на самом участке комплексной подготовки газа и газового конденсата. Среднее значение давления на УВШ – 3,0 – 3,2 МПа. При поднятии давления УВШ на 0,05 МПа, линейное давление на удаленных от УКПГ кустов поднимается в пределах – 0.2 – 0.4 МПа, что приводит так же к снижению скорости потока в НКТ и как следствие скопления жидкости в скважинах.

Для удаления и предупреждения гидратообразования в технологических трубопроводах и фонтанной арматуре производится подача метанола на определенный куст с определенным временем подачи и расходом[4].

2.3 Предупреждение осложнений при эксплуатации скважин на Мыльджинском газоконденсатного месторождения

Основными осложнениями при эксплуатации скважин на Мыльджинском ГКМ, как и на всех газоконденсатных месторождениях, являются гидратообразование как в скважинах, так и на выкидных линиях (рисунок 14), и выпадение конденсата в пласте. В данной главе ВКР рассмотрим методы расчета времени безгидратной эксплуатации и фазового

состояния флюида в пласте. Время безгидратной эксплуатации важно знать, планируя мероприятия по предупреждению отложения гидратов, а фазовое состояние для выбора технологических параметров, при которых выпадение конденсата будет либо предупреждено, либо минимально.



Рисунок 14 – Образование гидрата в диафрагменном измерителе критических течений и факельной линии

2.4 Оценка эффективности методов предупреждения гидратообразования при испытании газоконденсатных скважин

Как принято считать, при дебитах свыше 150—200 тыс. м³/сут. скважины работают в безгидратном режиме за счет прогрева ствола восходящим потоком газа.[13]

Иная картина наблюдается при обработке скважин, находящихся в консервации или временно простаивающих под давлением газа. Здесь постоянно образуются гидраты при наличии в стволе растворов хлористого кальция, применяющегося в качестве антигидратного ингибитора. Вероятно, вследствие свободной конвекции пары воды из раствора электролита переносятся газом вверх по стволу скважины, где конденсируются в капельножидкую влагу и становятся источником гидратообразования. Масштабы конвективного переноса газа можно оценить по формуле

$$Q = \frac{4,15\pi g \gamma_0 P T (\Gamma - \Gamma_a) C_p d^4}{\alpha Z P_0 T^2} ; (1)$$

где: Q — расход газа для условий ствола скважины, $\text{см}^3/\text{с}$;

g — ускорение силы тяжести, $980 \text{ см}/\text{с}^2$;

γ_0 — удельный вес газа в нормальных условиях, $\text{кг}/\text{см}^3$;

P — среднее давление газа в скважине, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

T — средняя температура газа в скважине, $^\circ\text{К}$;

Γ — геотермический градиент, $^\circ\text{С}/\text{см}$;

Γ_a — градиент температуры для астатического равновесия, $^\circ\text{С}/\text{см}$;

C_p — теплоемкость газа, $\text{ккал}/\text{кг}\cdot^\circ\text{С}$;

d — диаметр внутреннего потока, см ;

α — коэффициент теплоотдачи, $\text{ккал}/\text{см}^2$;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

$P_0=1,03 \text{ кгс}/\text{см}^2$;

$T_0=293^\circ\text{К}$.

Из расчета по формуле (1) видно: при теплофизических свойствах природных газов, соответствующих реальным условиям, объемы переносимого при свободной конвекции газа, а вместе с ним и паров воды, могут достигать больших размеров и способны в короткое время полностью перекрыть ствол скважины гидратами. Это явление существенно снижает эффективность применения электролитов как ангидратных ингибиторов при остановках или временной консервации скважин под давлением газа, но на

практике, как правило, пока недооценивается. Видимо, при консервации газовых и газоконденсатных скважин в подобных условиях в качестве понизителей точки росы целесообразно применять такие ингибиторы, как метанол, а при разведке месторождений все работы по испытанию проводить безостановочно с использованием более дешевых и безопасных ингибиторов-электролитов[13].

Интенсивное и значительное по своим масштабам гидратообразование, связанное в большинстве случаев с нарушением технологии проводимых работ, происходит при глушении скважин. Причем, если вредные последствия повышенного влагосодержания газа при освоении скважин можно снизить вышеназванными способами до минимума, то при глушении газовых фонтанов требуется безукоризненное выполнение технологической дисциплины. Объясняется это прежде всего недостаточной технической оснащенностью производственных подразделений, которые ведут работы в труднодоступной местности на значительном удалении от баз экспедиций. Так, при глушении неуправляемых газовых фонтанов применяется метод полного насыщения потока газа жидкой фазой с помощью насосов нагнетания, развивающих высокую производительность. При испытании же скважин, когда имеется всего один агрегат типа ЦА-320 или АН-400, как это и бывает на самом деле, полностью исключается возможность глушения при форсированном или даже свободном фонтанировании газа по свободному газоотводящему каналу скважины. При недостаточной мощности насосного парка единственно приемлемым способом глушения является способ поршневого вытеснения газа жидкостью из газоотводящего канала. Для этого необходимо поддерживать такие скорости движения газа у устья (здесь давление движущегося потока наименьшее), при которых жидкость небудет подхватываться газом и выноситься на поверхность. Как показала практика эксплуатации гравитационных сепараторов, таким требованиям отвечает скорость, вертикальная составляющая которой не превышает 0,15 м/с. Это очень низкий предел и выдерживать его из практических соображений не всегда выгодно.

Исходя из промыслового опыта, вертикальную составляющую скорости к окончанию процесса можно доводить до 2 м/с, создавая соответствующее противодействие установкой на устье диафрагмы малого сечения. При такой скорости на контакте газ—жидкость будет отмечаться явление, подобное кипению, наиболее опасное с точки зрения гидратообразования из-за большой площади контакта жидкой и газообразной фаз. Поэтому в качестве профилактического мероприятия целесообразна закачка (в первых порциях) небольшого объема обычно применяемого антигидратного ингибитора. Для контроля за скоростью потока газа можно использовать соотношение по формуле 2.

$$V = \frac{0,52QTZ}{Pd_1^2}; (2)$$

где: V — скорость газа, см³/с;

Q — расход газа, тыс. нм³/сут;

D_1 — эффективный диаметр сечения газоотводящего канала у устья скважины, см.

Итак, для предупреждения гидратообразования рекомендуются: вывод скважины на безгидратный режим работы путем прогрева ствола восходящим потоком газа в высокодебитных или нагнетание антигидратного ингибитора в призабойную зону пласта перед вызовом притока в малодебитных газоконденсатных скважинах. Применение при временных остановках или консервации скважин под давлением метанола, вместо обычно используемых растворов электролитов; строгое соблюдение технологических требований при глушении скважин.

2.5 Особенности освоения газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения после капитального ремонта скважин

При присутствующей проблеме эксплуатации скважин на поздней стадии разработки в виде низкого пластового давления еще одной трудностью становится и освоение скважин после капитального ремонта[11].

Ранее на Мыльджинском ГКМ всегда применялась следующая схема для вызова притока и удаления жидкости глушения из скважины:

- 1) Замена жидкости глушения на более легкую - газовый конденсат путем закачки с помощью ЦА – 320 в затрубное пространство.
- 2) Монтаж линий освоения.
- 3) Остановка соседней скважины в накопление для использования в качестве донора.
- 4) Подключение донора к осваиваемой скважине, затрубное пространство – затрубное пространство.
- 5) Освоение скважины, до рабочих параметров на устье и наличие чистого газа на выходе.
- 6) Отключение донора.
- 7) Демонтаж линий освоения.
- 8) Пуск скважины в работу.

В настоящее время не всегда при ремонте скважин найдется скважина кандидат для работы в качестве донора. При снижении пластового давления, существенно и снижается статическое давление в газоконденсатных скважинах.

А так как для возбуждения скважины необходимо понижение давления, создаваемого столбом жидкости (промывочный раствор или вода), на забое до давления меньше пластового.

Понижение давления на забое при освоении скважины достигается путем: замены промывочной жидкости водой. Если пласт не возбуждается, воду заменяют более легким раствором, например, конденсатом, или в скважину нагнетают газ; Для снижения уровня жидкости в скважине. Жидкость в стволе скважины оказывает на пласт давление, его можно определить по формуле:

$$p = \frac{H\gamma_{жс}}{10} ; (3)$$

где H — высота столба жидкости в м (до верхних перфорационных

отверстий); $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости в тс/м³.

При неизменном удельном весе раствора в скважине для обеспечения условий $p_3 = p_{пл}$ можно снизить его уровень

$$\Delta h = \frac{(p_3 - p_{пл})10}{\gamma_{ж}}; (4)$$

А так как для эффективности освоения скважин обеспечивается создание депрессии на пласт путем снижения гидростатического давления за счет замещения столба жидкости в скважине газовой инертной смесью, то нам требуется определенное давление для выполнения этой работы.

Анализируя опыт освоения на текущей стадии разработки МГКМ среднее значение давления для выноса жидкости равно 7.0 - 10.0 МПа.

Среднее значение статический давлений по скважинам примерно 5.0-6.5 МПа. Следовательно, нам не хватит статического давления для вытеснения столба жидкости из скважины.

По этой причине, на Мыльджинском ГКМ для освоения газоконденсатных скважин стали активно применять компрессорный способ вызова притока газа. При этом способе в затрубное пространство с помощью передвижной азотной станции ТГА 10/251. (Рисунок 15) закачивают азот, который вытесняет жидкость.

В связи с этим изменился ход действий для вызова притока и удаления жидкости глушения из скважины:

- 1) Замена жидкости глушения на более легкий газовый конденсат путем закачки с помощью ЦА – 320 в затрубное пространство.
- 2) Монтаж линий освоения, для подключения «донора» соседней скважины.
- 3) Монтаж линии нагнетания от азотной станции до линии освоения.
- 4) Вывод азотной станции на режим работы.
- 5) Начало компрессирования азота в затрубное пространство.
- 6) Осуществление контроля за устьевыми параметрами и горением факела.

7) Ожидание выноса жидкости по трубному пространству на ГФУ до выхода азота на ДИКТе.

8) Остановка соседней скважины в накопление для использования в качестве донора.

9) После того как получили азот на выходе подключаем донора к скважине по схеме затрубное пространство – затрубное пространство, производим компрессирование от донора.

10) Остановка азотной станции.

11) Демонтаж линии нагнетания азотной станции.

12) Освоение скважины, до рабочих параметров на устье и наличие чистого газа на выходе.

13) Отключение донора.

14) Демонтаж линий освоения.

15) Запуск скважины в работу.

Для некоторых скважин применяется метод «раскачки». При данном методе первоначально создается давление газа в затрубном пространстве, вследствие чего часть жидкости из скважины через колонну НКТ будет вынесена на факельный амбар. После выноса жидкости из НКТ на факел, резко закрывают трубное пространство, затрубное пространство открывают на факел. Затем затрубное пространство закрывают, трубное пространство открывают, и вновь компрессируют затрубное пространство. В результате нескольких таких «раскачек» давление столба жидкости на забой скважины станет меньше пластового, и скважина начнет фонтанировать.

2.5.1 Особенности эксплуатации передвижной азотной станции ТГА 10/251 при вызове притока и освоении скважин на Мыльджинском газоконденсатном месторождении

Передвижные азотные компрессорные станции ТГА (Рисунок 15) – надёжные и эффективные системы по получению азота (инертного газа) под высоким давлением из атмосферного воздуха.

Передвижные компрессорные станции — это автономный источник, сжатого азота. Станции монтируются на грузовое шасси отличительные особенности азотных передвижных компрессорных станций ТГА высокая мобильность.

ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ СТАНЦИИ НА ШАССИ



Рисунок 15 – Передвижная азотная станция ТГА 10/251

Параметры ТГА-10/251:

- Чистота азота – 95-99,95%;
- Производительность – 10 нм³/мин. (600 нм³/час);
- Давление нагнетания – 250 кгс/см² (25,0 МПа).

Области применения азотных станций:

- ПНП — повышение нефтеотдачи пластов;
- КРС — капитальный ремонт нефтескважин;
- РМТП — ремонт магистральных трубопроводов;
- Продувка и опрессовка трубопроводов перед сдачей в эксплуатацию;
- Опрессовка емкостей;
- Участие в процессах добычи газа газового конденсата и нефти;

- Колтюринг;
- Освоение скважин после ГРП (гидроразрыва пласта);
- Проведение ремонтных работ на скважинах;
- Снижение уровня скважинной жидкости методом азотирования;
- Вызов притока в добывающих нефтяных и газоконденсатных скважинах;
- Консервация и расконсервация скважин;
- Профилактика и ликвидация эндогенных пожаров в угольных шахтах;
- Очистка магистральных нефтепроводов от остатков нефти и водно-нефтяной эмульсии;
- Удаление пристенных отложений с внутренней поверхности с применением химического реагента;
- Прокачка абсорбционных и контрольных партий дизельного топлива.

Устройство современных мембранных газоразделительных и воздухоразделительных установок исключительно надежно. В первую очередь это обеспечивается тем, что в них нет никаких подвижных элементов, поэтому механические поломки почти исключены. Принцип действия мембранной газоразделительной установки основан на различной скорости проникания газов через полимерный азото-кислородный мембранный фильтр под действием перепада парциальных давлений на мембране. (Рисунок 16)

Мембрана представляет собой тонкую трубку, толщиной в несколько долей микрометра, обеспечивающую газоразделение. Сотни метров мембран посредством запатентованных мембранных элементов размещаются в унифицированных мембранных модулях, которые собираются в компактную систему.

Исходная газовая смесь, сжатая до определённого давления компрессором, проходит фильтрационные элементы и подается в мембранный газоразделительный блок. Проходя внутри мембраны, легкопроницающие

компоненты газа через пористую оболочку мембраны просачиваются в межмембранное пространство и отводятся на сброс в атмосферу. Трудно проникающие компоненты газа проходят по всей длине мембраны и далее поступают потребителю. Движущей силой процесса проникания является разность парциальных давлений по обе стороны мембраны. Управление процессом разделения осуществляется путем регулирования давления и расхода газовых. Чем через большее количество модулей проходит воздух, тем больше становится концентрация азота N_2 . Наиболее эффективно по затратам получать азот с содержанием основного вещества 95-99,95 %.

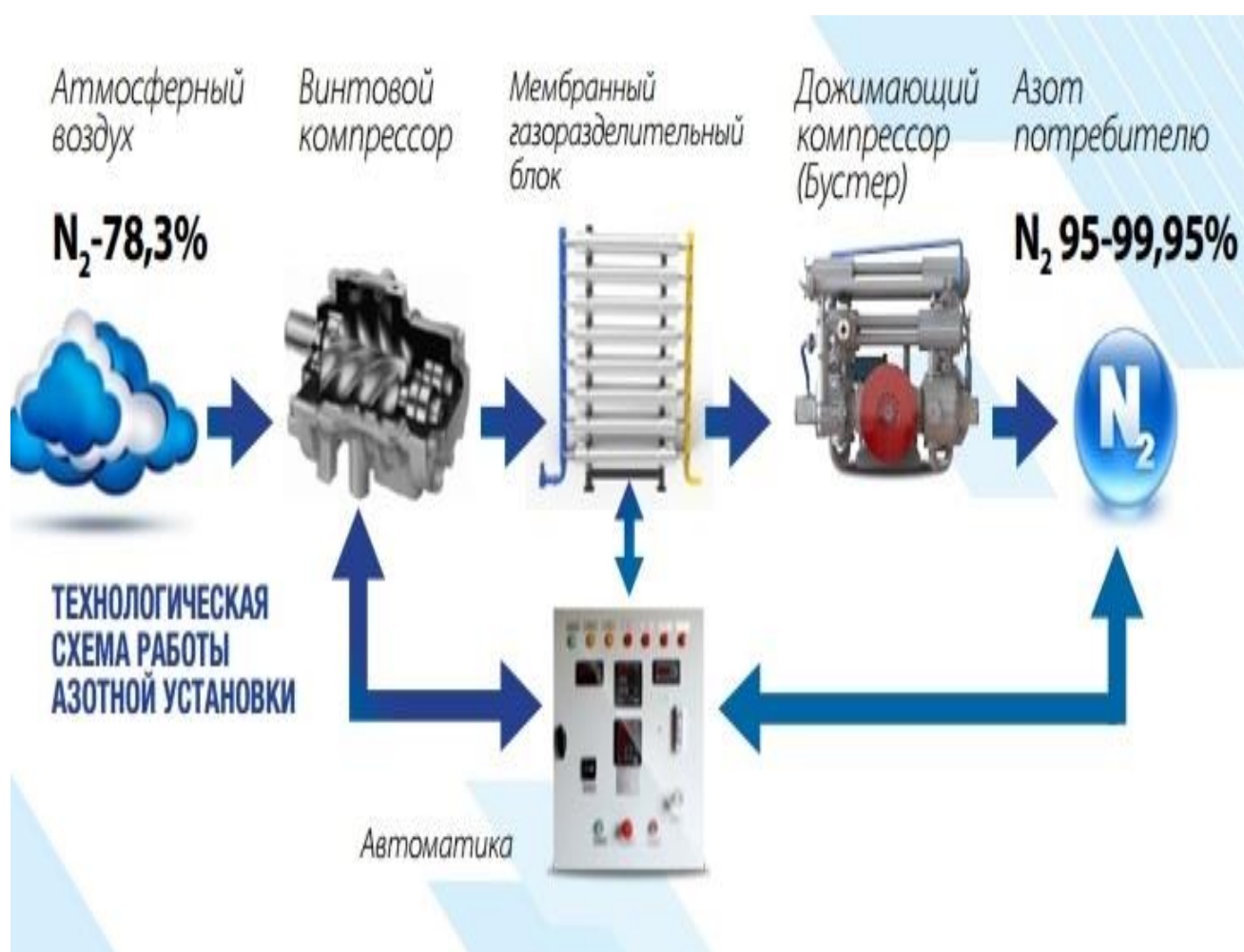


Рисунок 16 – Принцип действия азотной установки

3 ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

С учетом всех трудностей и проблем при добыче газа и газового конденсата а именно образований гидрата, сложность в освоении скважин после капитального ремонта, стабильная эксплуатация фонда скважин при постоянном снижении пластового давления и samozadaвливания скважин в связи со скапливающейся жидкости в виде пластовой воды и газового конденсата, были проанализированы оптимальные методы стабилизации работы фонда добывающих скважин для Мыльджинского газоконденсатного месторождения[9].

3.1 Продувка скважин на горизонтальную факельную установку для удаления жидкости с забоя

Основным методом удаления жидкости на Мыльджинском ГКМ является, продувка скважин на горизонтальную факельную установку. Так как данный метод удаления жидкости из скважины наиболее прост, но ему свойственны некоторые недостатки в виде:

- Не полного удаления жидкости с забоя;
- Периодически возрастающей депрессии на пласт, которая приводит к разрушению ПЗП;
- Загрязнение окружающей среды;
- Вынужденные потери газа и конденсата при сжигании;

При контроле за параметрами фонда добывающих скважин выявляют скважины, которые начали уходить с нормального режима работы. То есть в данных скважинах, а именно в колонне НКТ и на забое скапливается жидкость. Этот процесс замечен по рабочим параметрам скважин, а именно по давлению в затрубном пространстве и температуре. Давление в затрубном пространстве растет, температура на устье падает, давление в трубном пространстве не изменяется (рисунок 17)

Для скважин, которые редко уходят с нормального режима работы, операция по «очистке, продувке, прогреву» согласовывается с геологической службой и диспетчером ЦПДС. Для периодически обрабатываемых скважин производится операция по удалению скопившейся жидкости на ГФУ - «очистка, продувка, прогрев» в соответствии с временным регламентом, составленным службой главных геологов, в котором указывается[11]:

- Скважина;
- Длительность «очистки, продувки, прогрева»;
- Периодичность;
- Диаметр шайбы (диафрагмы) на диафрагменном измерителе критических течений;
- Критические параметры на устье.

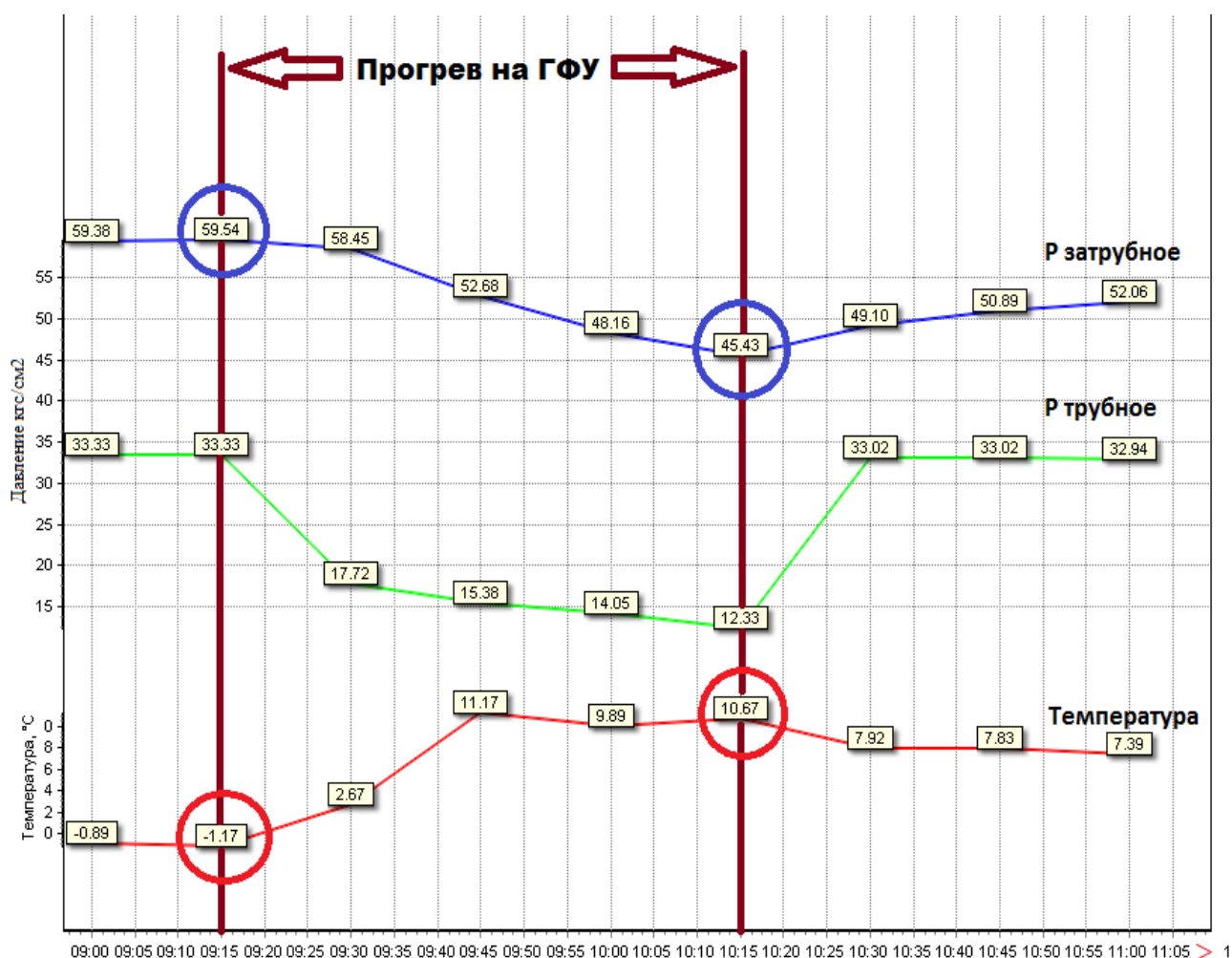


Рисунок 17 – Продувка скважины на горизонтальную факельную установку

Операцию по «очистке, продувке, прогреву» осуществляют следующим методом:

Скважину отсекают от общего шлейфа и переводят через факельную линию на ГФУ путем открытия технологической запорной арматуры. Далее производят розжиг газовой смеси на факельном амбаре. За тем осуществляется контроль за параметрами на устье скважины и за горением факела. По горению факела можно визуальным образом определить выносимую продукцию. На пример при выносе воды факел бледно желтый, практически прозрачный, так же слышно характерное при выносе воды гудение и хлопки пламени. Газовый конденсат, как правило, выносится пачками, при которых значительно увеличивается размер факела и цвет, он варьируется от оранжевого до темно оранжевого. Газ же горит ярко желтым цветом чисто и стабильно.

Проанализировав геологические расчеты по вынужденным потерям газа и конденсата при сжигании, мы можем сделать следующий вывод, что за месяц проведения данной операции мы теряем 52,38 тыс. м³ газа сепарации и 2,25 тонны газового конденсата. При учете, что это потери только для одной малодебитной скважины.

Следовательно, применение данного метода по стабилизации работы скважины путем удаления жидкости на ГФУ имеет положительный эффект, но минусов при использовании данного метода достаточное количество, что бы стоило задуматься о применении других методов удаления скапливающейся жидкости с забоя добывающего фонда скважин.

3.2 Замена насосно – компрессорных труб в газоконденсатных скважинах на меньший диаметр

Следующим методом решения проблемы стабилизации работы фонда скважин, является замена колонны НКТ на меньший диаметр, чем эксплуатируемая ранее.

Замена колонны НКТ на меньший диаметр производится для обеспечения выноса жидкости из стволов скважин путем увеличения скорости потока газа. На Мыльджинском ГКМ с начала эксплуатации фонда скважин в

большинстве случаев использовали НКТ с $d_{\text{НКТ}} = 102$ мм. В последующем их заменяли на НКТ диаметром $d_{\text{НКТ}} = 89$ мм, в настоящее время 90% добывающего фонда эксплуатируются по колонне $d_{\text{НКТ}} = 73$ мм. Но присутствуют и составные колонны, представленные в виде подвески НКТ $d_{\text{НКТ}} = 73 + 60$ мм. После замены колонны, практически все скважины работают в стабильном режиме, жидкость в НКТ и на забое не скапливается, но спустя 6-12 месяцев после замены колонны НКТ, скважины вновь начинают уходить с нормального режима работы[10].

Таким образом, у этого метода предотвращения самодавливания скважин имеются следующие существенные недостатки:

- после замены лифтовой колонны придется ограничивать дебит, во избежание больших потерь давления в стволе скважины на трение;
- выполнение капитального ремонта или реконструкции скважины для замены лифтовых труб является дорогостоящим мероприятием и дает только временный результат;
- по мере падения пластового давления и ухудшения продуктивных характеристик дебит скважины снова становится недостаточным для выноса жидкости и вновь появляется потребность в замене НКТ на меньший диаметр.[32]

Типичный график работы скважины в процессе ее эксплуатации с периодической заменой колонны НКТ представлен на рисунке 18.

Согласно рисунку 18, потеря дебита происходит по следующим причинам:

- 1) снижение дебита скважины, вызванное противодавлением столба жидкости в стволе скважины (скопление жидкости в колонне НКТ и на забое) - необходима замена НКТ на меньший диаметр;
- 2) Низкий дебит скважины, нестабильный режим работы с периодической отработкой на ГФУ (ожидание установки НКТ меньшего диаметра);
- 3) необходимость снижения дебита во избежание чрезмерных потерь на

трение.

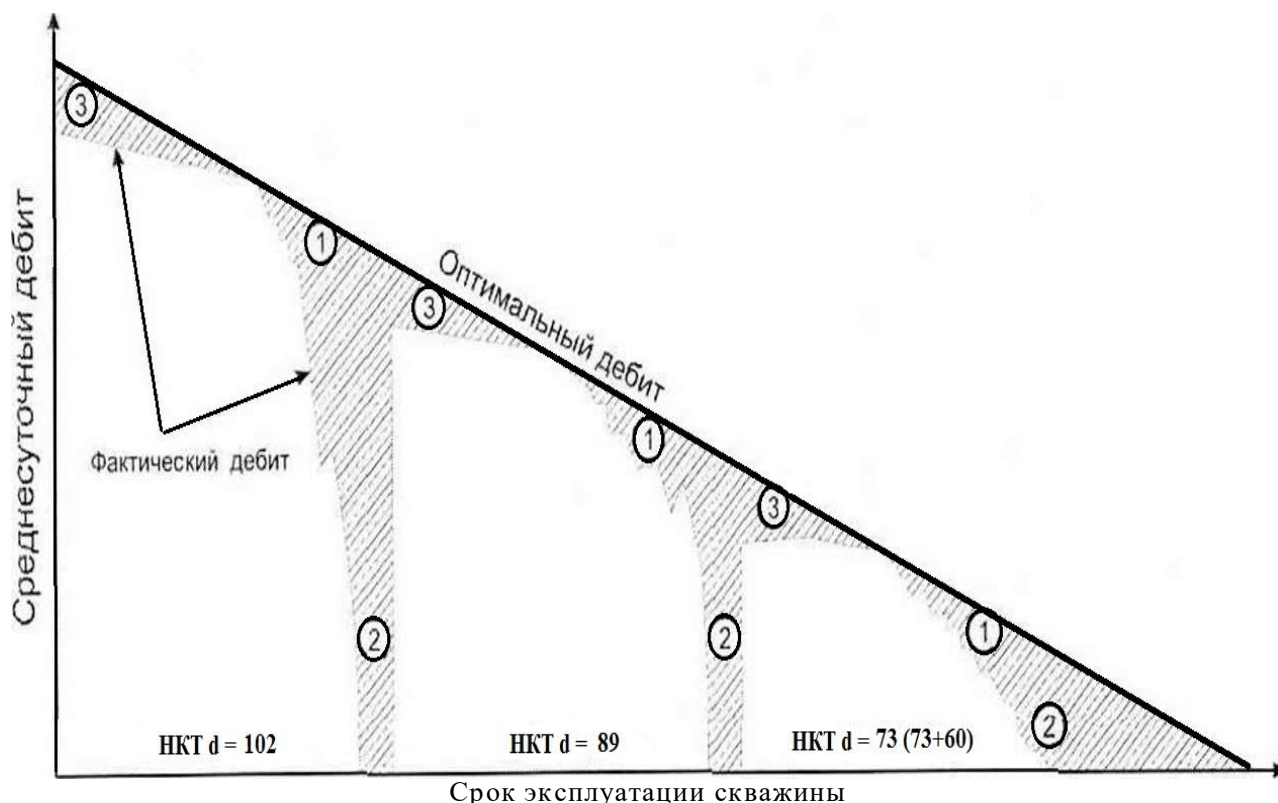


Рисунок 18 – График работы скважины в процессе ее эксплуатации с периодической заменой колонны насосно - компрессорных труб

В настоящее время на Мыльджинском ГКМ для снижения потерь на трение о стенки колонны НКТ, увеличения стойкости к коррозии и как следствие увеличение срока отбраковки колонны НКТ по наработке (коррозии) используют НКТ с покрытием ТС-3000F. Ранее для газоконденсатных скважин, при достижении срока в среднем значении 800 суток, скважины останавливались в ожидание КРС для смены подвески, так как трубное и затрубное давление выравнивалось – $P_z = P_b$, скважина переставала фонтанировать в результате сквозной коррозии НКТ. В настоящее время ОАО «Томскгазпром» начали закупать и спускать в скважины подвески НКТ с покрытием ТС-3000F, ожидание от которых является наработка 2000 суток и более.

ТС-3000F является внутренним покрытием для обсадных и насосно-компрессорных труб.

Характеристики продукции ТС 3000F представляет собой краски для внутреннего антикоррозионного покрытия, применяемые в разных обсадных трубах, трубах НКТ и трубопроводных коллекторах. Иметь отличную антикоррозионную характеристику, особенно в устойчивости к коррозии грязевой кислоты. Применяться в строгих условиях: например, в средах присутствия вод под скважиной, среде добычи нефти и системах обработки воды. Гладкая поверхность может уменьшать износ, и тем повышает эффективность течения более чем на 25%.

Результат эксплуатации скважин с колонной НКТ с покрытием ТС 3000F и без покрытия представлен на рисунке 19.

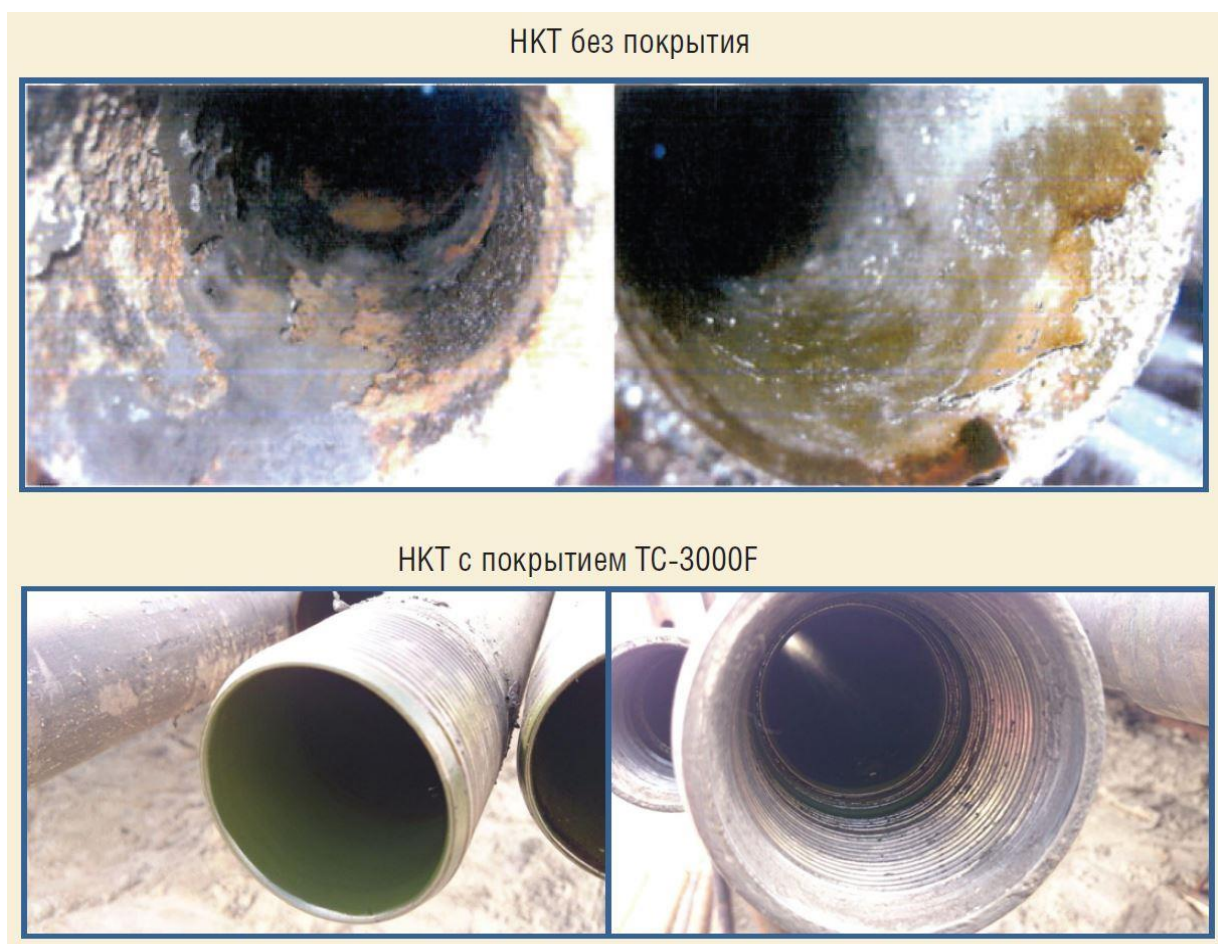


Рисунок 19 – Технические характеристики покрытия

3.3 Установка плунжерного лифта

В последние годы интенсивно продолжает совершенствоваться оборудование для подъема жидкости из скважин с использованием энергии газа - плунжерный лифт (рисунок 20). Разработаны новые конструкции

плунжеров и средства для автоматического управления его работой. Определены предельные значения технологических параметров скважин, при которых целесообразно использование плунжерного лифта.

Однако массового распространения плунжерный лифт пока не получил из-за периодически повторяющихся сбоев в работе по технологическим причинам и разрушения оборудования в результате больших ударных нагрузок.

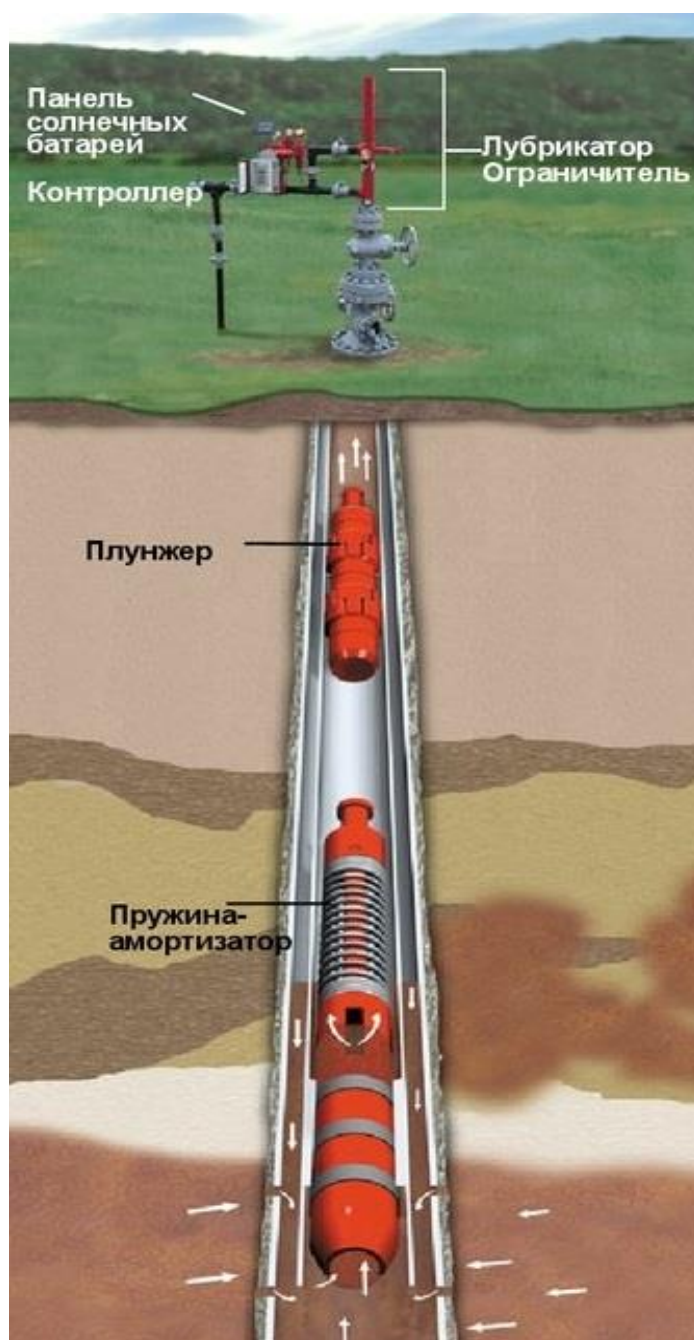


Рисунок 20 – Внешний вид оборудования, устанавливаемого на скважине, оборудованной плунжерным лифтом

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана технология эксплуатации скважин с использованием летающих клапанов для удаления жидкости.

Подъем жидкости из скважины производится составным летающим клапаном, который помещают в лифтовую колонну. Элементы летающего клапана - шар и корпус опускаются раздельно за счет избыточной массы. Далее шар и корпус, соединившись, поднимаются к устью скважины потоком газа и жидкости. Между корпусом и стенкой лифтовой колонны есть кольцевой зазор. Восходящий поток газа выдувает воду из зазора, поэтому исключена утечка жидкости к забою скважины во время подъема летающего клапана. Клапан поднимает всю жидкость к устью. В процессе цикла работы летающего клапана давление газа на забое скважины изменяется. Во время подъема летающего клапана по лифтовой колонне под ним накапливается газ под избыточным давлением. После перелива жидкости через устье скважины и разделения элементов летающего клапана, давление на устье и на забое скважины уменьшается. Это приводит к залповому поступлению газа в лифтовую колонну с забоя скважины и из пласта. В течение 10-30 секунд этот газ движется с большой скоростью по лифтовой колонне. Жидкость, накопившаяся в призабойной зоне продуктивного пласта и кольцевом пространстве снаружи хвостовика лифтовой колонны, увлекается газом во время его залпового выброса, поднимается по хвостовику лифтовой колонны и задерживается над трубным ограничителем, поддерживаемая потоком газа. В процессе очередного цикла жидкость выносится из скважины. Летающий клапан перемещается вверх-вниз по лифтовой колонне в режиме саморегулирования. (Рисунок 21 Диаграмма работы плунжерного лифта). [33]

Установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут. На пакере или на специальной муфте, расположенной на башмаке лифтовой колонны, устанавливается нижний ограничитель хода плунжера. Над буферной задвижкой устанавливается верхний ограничитель хода плунжера, служащий для механического разделения корпуса и шара.

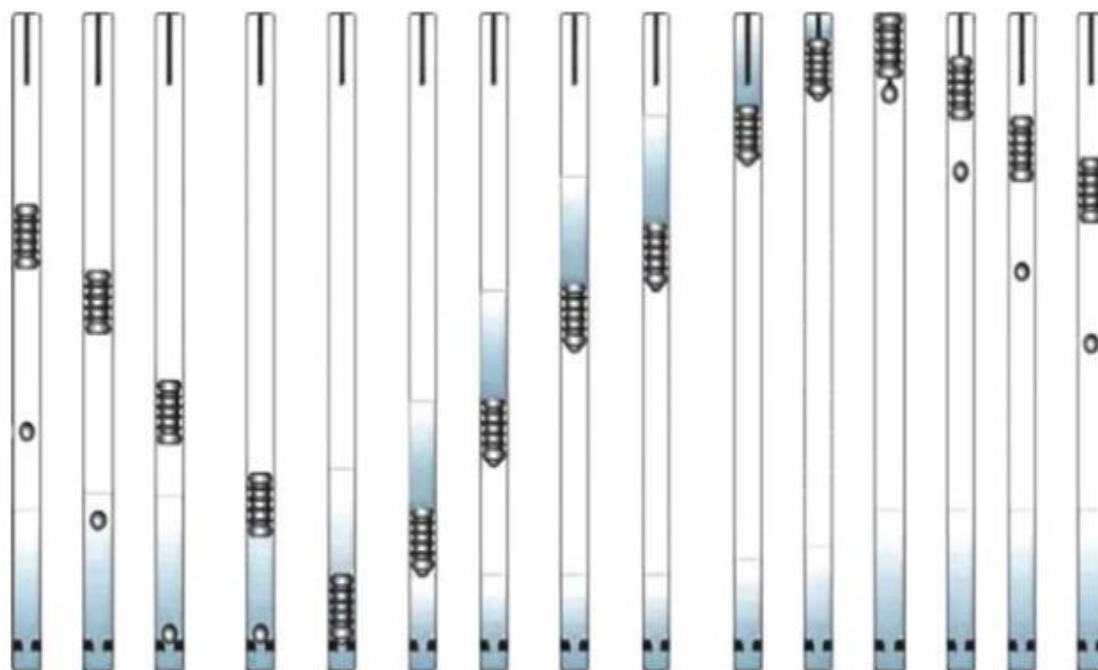


Рисунок 21 – Диаграмма работы плунжерного лифта

Главным условием, необходимым для использования технологии эксплуатации скважин с использованием летающих клапанов в эксплуатационных скважинах, является качество канала, по которому перемещается дополнительное устройство. Канал должен быть равнопроходным на всем пути движения в скважине от низа фонтанной колонны до верха фонтанной елки. Кроме того, все корпусные детали и изделия, используемые в интервале движения скважинного челнока от низа лифтовой колонны до верха фонтанной елки, должны располагаться соосно, т.е. иметь незначительное смещение осей (не более 0,5 - 1,0 мм) в зависимости от диаметра лифтовой колонны.

Основной проблемой при переводе скважин на эксплуатацию с помощью плунжерного лифта являются сужения, овальность и несоосность элементов фонтанных арматур. Эта проблема может решаться заменой стволовых задвижек фонтанных арматур.

Преимущества технологии:

- 1) Сокращение количества продувок скважин с выпуском газа в атмосферу.
- 2) Возможность применения в лифтовых колоннах $D_y = 102$ мм без снижения дебита скважины.

3) Установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут.

4) Низкая стоимость оборудования;

Недостатки технологии:

1) Невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства.

2) Частичное обледенение внутренней полости НКТ и ФА, препятствующее прохождению клапана.

3) Большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами.

По режиму работы скважин, оборудованных плунжерным лифтом, однозначных результатов не получено. Но, при анализе данного метода был выявлен факт о том, что не плохих результатов добились после установки плунжерного лифта на Ямбургском НГКМ.

На рисунке 22 представлена диаграмма изменения дебита газа и давления до установки плунжера и после установки в скважину № 1 Ямбургского НГКМ. В ходе применения плунжерного лифта на скважине, добыча газа увеличилась примерно на 30-40%.

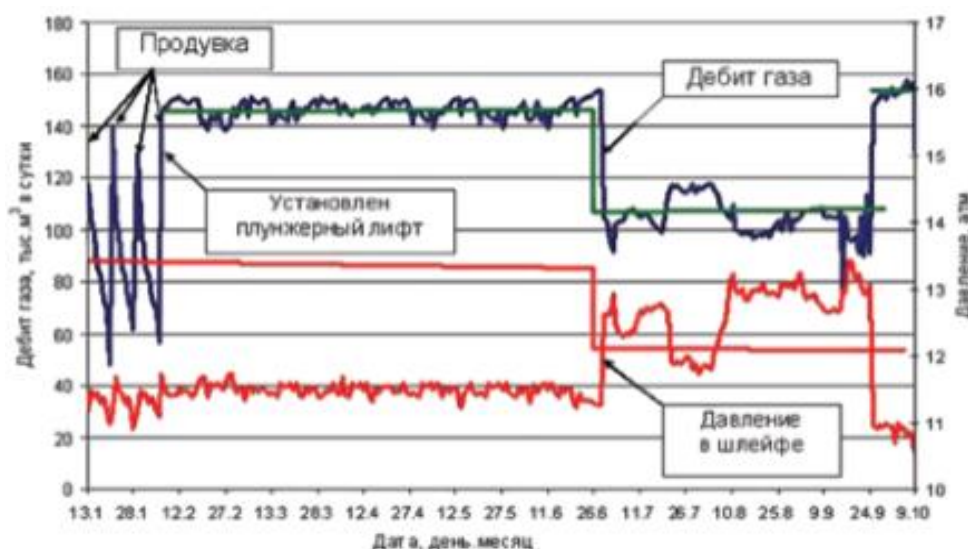


Рисунок 22 – Диаграмма изменения дебита газа и давления до установки плунжера и после установки в скважину № 1 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

3.4 Оборудование и установка мобильной компрессорной установки на устье скважин

С целью повышения эффективности извлечения запасов газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении предлагается внедрение мобильных компрессорных установок (МКУ).

Мобильная компрессорная установка является автономным техническим устройством, проводящим процессы отбора ГЖС из скважины, компримирования газа, сепарации от жидкости и подачи для дальнейшего транспорта в газосборный коллектор (рисунок 23)



Рисунок 23 – Мобильная компрессорная установка

Управление работой МКУ предполагается производить из единой диспетчерской. Это позволяет сделать шаг вперед в работе по внедрению так называемых «малолюдных технологий».[12]

Газ вместе с жидкостью, пройдя через устье скважины, поступает в первый блок модульной компрессорной установки – сепаратор (скруббер), где проходит первичное разделение от воды и механических примесей. Через

систему арматур газ поступает в газоперекачивающий агрегат (собственно, компрессор и нагнетатель), где он дожимается до необходимого давления (рисунок 24) распределение добываемой продукции, прошедшей через МКУ.

Далее по газопроводам-шлейфам газ идет на УКПГ для полной осушки.

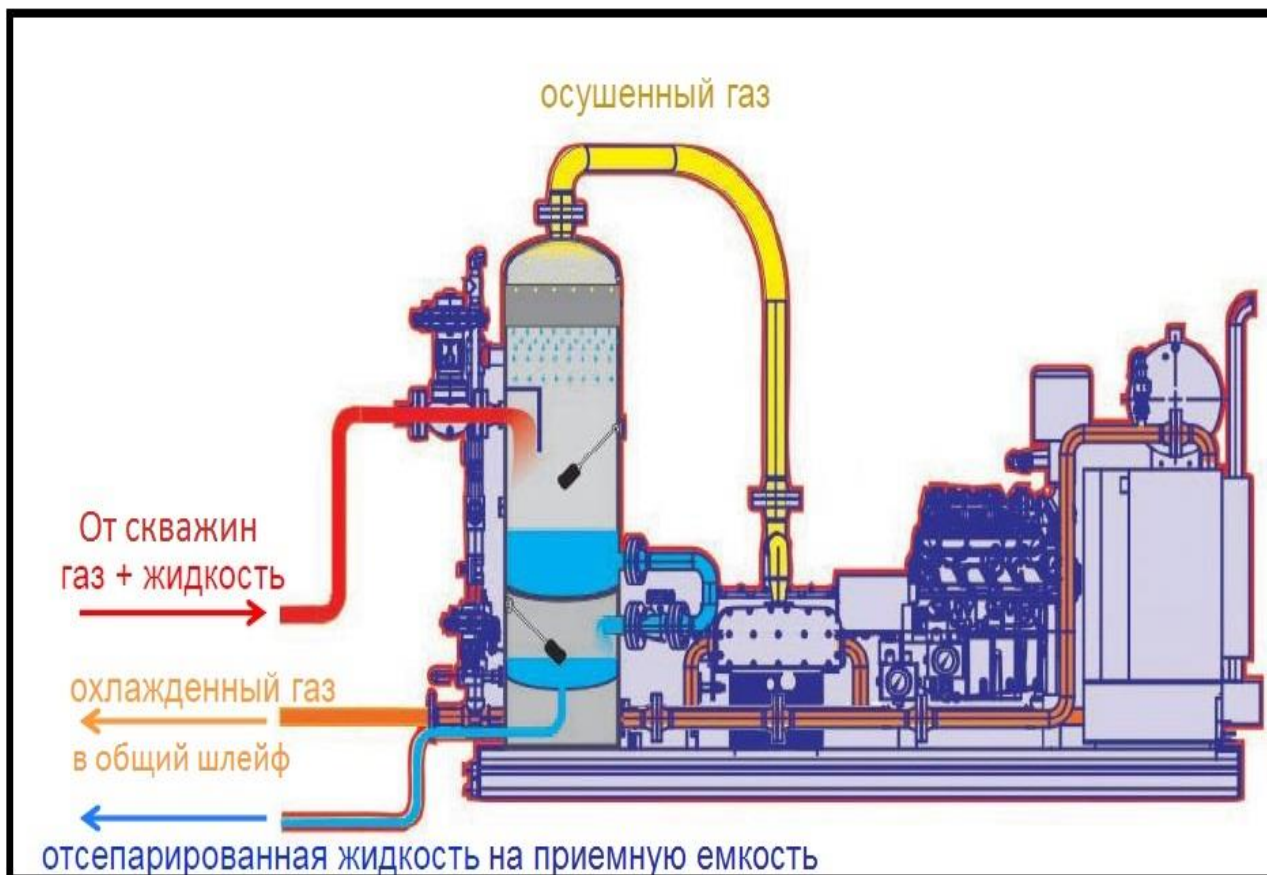


Рисунок 24 – Распределение добываемой продукции, прошедшей через мобильную компрессорную установку

Жидкость и механические примеси стекают из сепаратора в приемную емкость, откуда происходит их дальнейшая утилизация, путем откачки мультифазным насосом в общий шлейф, для транспортировки на УКПГ. Запуск и остановка мультифазного насоса производится по уровнемерам (телеметрии) установленным в верхней и нижней точке приемной емкости.[31]

В случае выхода из строя МКУ, арматура по входу и выходу отсекается и производится сброс давления на ГФУ.

Так же к аварийной линии имеет обвязку приемная емкость и линия нагнетания мультифазного насоса. (Рисунок 25 технологическая схема расположения и обвязки оборудования)

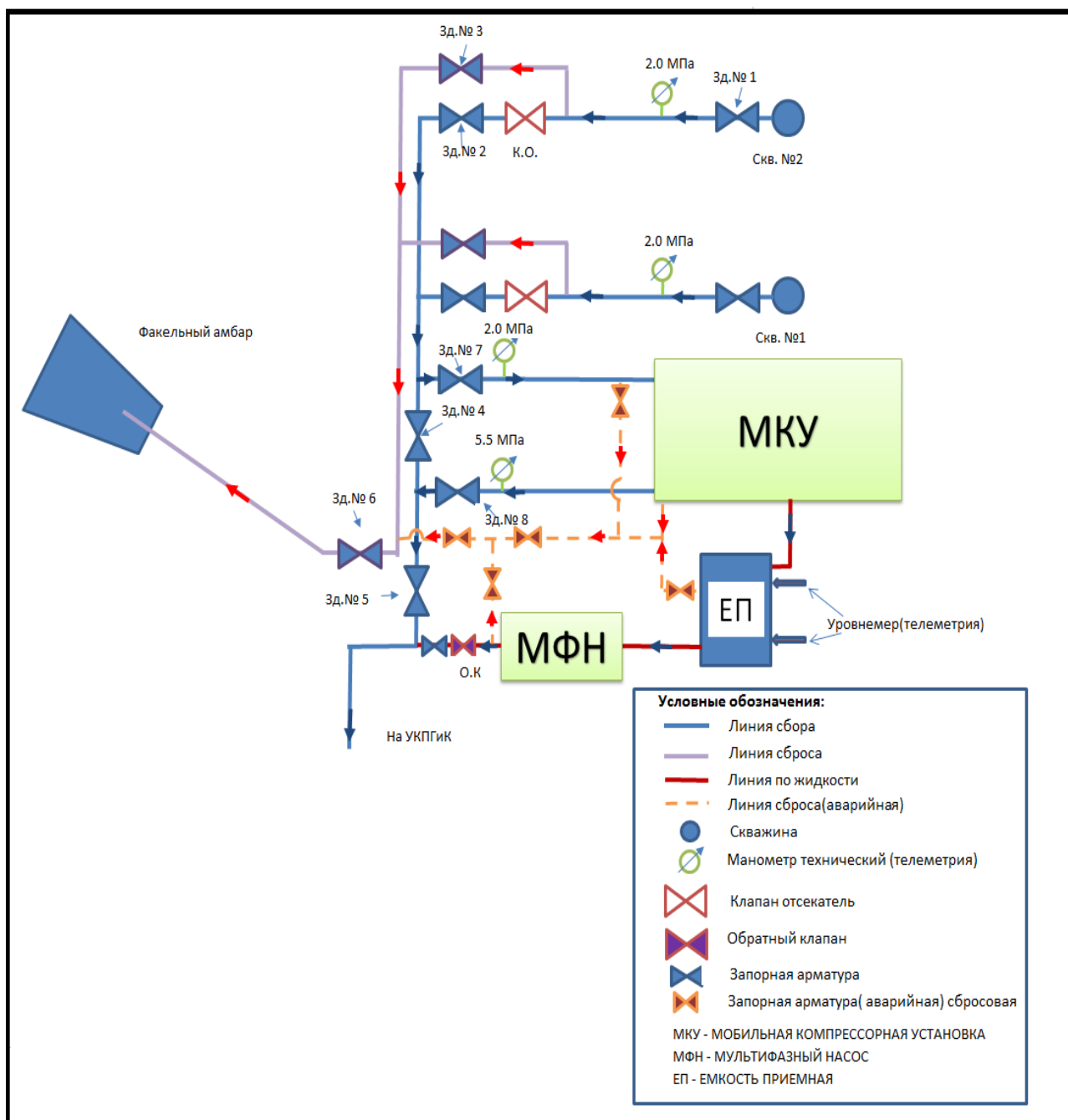


Рисунок 25 - Технологическая схема расположения и обвязки оборудования мобильной компрессорной установки

Помимо перечисленных, мобильная установка включает в себя систему приборов автоматики, блокировок, маслобаки и дополнительные устройства, обеспечивающие непрерывную безопасную эксплуатацию установки. За счет компримирования газа на МКУ станет возможным увеличение добычи газа. Увеличение отборов за счет увеличения скорости потока газа позволит предотвратить скопление жидкости на забоях скважин, которое привело бы к самозадавливанию скважин и потере их работоспособности.[12] Первичная

сепарация газа от механических примесей и воды непосредственно на кустах в одном из блоков МКУ позволит продлить срок службы оборудования МКУ, участков газосборной сети, уменьшить число необходимых реконструкций. Эффективность применения установки определяется изменением добывных возможностей (дебита) скважин. Дебит газовой скважины $Q_{г}$, по формуле Дюпюи для газовой скважины, прямо пропорционален разнице квадратов пластового и забойного давлений. Использование МКУ позволяет нам регулировать дебит скважин, установив квадратичную депрессию (разницу квадратов пластового и забойного давления) на оптимальном уровне на том этапе, когда без компрессорной установки депрессия не позволяла бы получать дебит, необходимый для выноса жидкости.

Данное обоснование не учитывает изменения остальных параметров (проницаемость, вязкость, отношение радиусов (контура питания и скважины), эффективной толщины), так как их изменение относительно незначительно.

С существующей схемой сбора на МГКМ, присутствуют вынужденные потери при добыче УВС, вызванные периодически повторяющимися отработками скважин на ГФУ для удаления скопившейся жидкости на забое и в стволе из скважин. Установка МКУ на кустовом основании сможет существенно повысить добычу УВС на данном газоконденсатном месторождении за счет исключения отработок при добыче сырого газа.

В среднем, даже на низкодебитной скважине, которая подвергается периодической отработке на ГФУ один раз в сутки, в месяц потери составляют - 52,38 тыс. м³ по газу и 2,25 тонны по газовому конденсату, то за год потери составят примерно[3]:

Среднее значение потерь газа и газового конденсата в день (из расчета, что данные за месяц взяты в котором было 30 календарных дней):

$$Q_{г} = 52,38 / 30 = 1.74 \text{ тыс.м}^3.$$

$$Q_{\text{конд.}} = 2.25/30 = 0.075 \text{ тонн.}$$

Среднее значение потерь газа и газового конденсата за месяц нам известно:

$$Q_{\text{Г}} = 52,38 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{конд.}} = 2,25 \text{ тонны.}$$

Среднее значение потерь газа и газового конденсата за год:

$$Q_{\text{Г}} = Q_{\text{Г.в день}} \times 365 = 1.74 \times 365 = 635.10 \text{ тыс.м}^3.$$

$$Q_{\text{конд.}} = Q_{\text{конд.в день}} \times 365 = 0.075 \times 365 = 27.375 \text{ тонн.}$$

Исходя из того, что за сутки в среднем на Мыльджинском ГКМ отработывается восемь скважин то потери в общем по фонду скважин, составят:

$$Q_{\text{Г}} = 1.74 \times 8 = 13.92 \text{ тыс. м}^3.$$

$$Q_{\text{конд.}} = 0.075 \times 8 = 0.6 \text{ тонн.}$$

Среднее значение потерь газа и газового конденсата за месяц по фонду скважин:

$$Q_{\text{Г}} = 13.92 \times 30 = 417.6 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{конд.}} = 0.6 \times 30 = 18 \text{ тонн.}$$

Среднее значение потерь газа и газового конденсата за год по фонду скважин:

$$Q_{\text{Г}} = Q_{\text{Г в день}} \times 365 = 13.92 \times 365 = 5080,8 \text{ тыс. м}^3.$$

$$Q_{\text{конд.}} = Q_{\text{конд.в день}} \times 365 = 0.6 \times 365 = 219 \text{ тонн.}$$

Следовательно, установка МКУ по фонду скважин Мыльджинского ГКМ дает возможность исключить вынужденные потери в связи отсутствия отработок на ГФУ тем самым увеличив объем добываемого УВС на 5080,8 тыс.м³ по газу и 219 тонн по газовому конденсату в год[8].

Что является существенной прибылью, так как стоимость одной тысячи кубометров газа равна 5155.29 рублей, для газового конденсата в среднем 34000 рублей за тонну на 01.01.2019, то прибыль компании составит:

$$П_{\text{газ}} = 5080,8 \times 5155.29 = 26\,192\,997.43 \text{ рублей.}$$

$$П_{\text{конденсат}} = 219 \times 34000 = 7\,446\,000 \text{ рублей.}$$

$$П_{\text{общая}} = П_{\text{газ}} + П_{\text{конденсат}} = 26\,192\,997.43 + 7\,446\,000 = \underline{33\,638\,997.43} \text{ рубля.}$$

Цена МКУ производства компании HOERBIGER в контейнерном исполнении базовой комплектации, стоит 30 млн. рублей без НДС с учетом до-

ставки. Следовательно, окупаемость одной установки составит примерно один год.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» дан расчет на 8 мобильных компрессорных установок для всего фонда скважин.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Булатову Дмитрию Михайловичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» при повышении эффективности процесса добычи газа и газового конденсата на Мыльджинском ГКМ с установкой МКУ на кустовом основании».

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Цена реализации; Капитальные вложения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Затраты на приобретение оборудования и СМР Число календарных дней в году – 365;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации. Налог на прибыль – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет экономической эффективности внедрения мобильной компрессорной установки на кустовом основании Мыльджинского месторождения
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет показателей экономической эффективности реализации проекта.
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям: 1. цены на газ; 2. изменению количества добываемого газа; 3. изменению налога на прибыль.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Исходные данные
- Показатели экономической эффективности мероприятия
- Расчёт экономических показателей при изменении цены на газ
- Расчёт экономических показателей при изменении дополнительной добычи
- Расчёт экономических показателей при изменении налога на прибыль
- Зависимость чистой текущей стоимости от изменения факторов

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Булатов Дмитрий Михайлович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

ОАО «Востокгазпром» – дочернее предприятие ПАО «Газпром», добывающим активом которой является ОАО «Томскгазпром». Доля ПАО «Газпром» в акционерном капитале ОАО «Востокгазпром» составляет 99,98 процента [4].

ОАО «Томскгазпром» первой в Томской области приступила к добыче природного газа, положив начало новой для региона газодобывающей отрасли.

Газ, добываемый на месторождениях компании, поставляется потребителям СФО и имеет немалое значение для обеспечения их энергетической безопасности. Предприятие год от года увеличивает объемы добычи и входит в число самых крупных, прибыльных и рентабельных компаний Сибири.

В 2018 году валовая добыча газа составила 3 507,98 млн. м³, что превышает план на 2%, жидких углеводородов (нестабильного конденсата и нефти) добыто около 1413,99 тыс. тонн, что на 3,4% больше запланированного объема [4].

Объектом исследования является Мыльджинское газоконденсатное месторождение, в частности Участок по добыче газа и конденсата, мобильные компрессорные установки (МКУ) на кустовых основаниях.

При отработке скважин на горизонтальную факельную установку в атмосферу выбрасывается парниковые газы (в том числе и метан). Они создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Ресурсосберегающая политика является важным направлением повышения эффективности производства. Правительство РФ на законодательном уровне предпринимаем всевозможные шаги с целью повышения эффективности производства и энергосбережения.

Принято решение установить целевой показатель сжигания и выброса парниковых газов на 2012 год и последующие годы в размере не более 5% объема добытого газа. За несоблюдение норм предусматриваются штрафные санк-

ции. Например, размер платы за выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании газа путем применения повышающих коэффициентов составил: в 2013 г. – 12 раз, с 2014 г. – 25 раз.

4.1 Расчет экономической эффективности внедрения МКУ на Мыльджинском месторождении.

С целью соблюдения федерального закона № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» от 27 июля 2006 г. [14] и защиты коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром», все данные, касающиеся расчета экономической эффективности, использованные в данной работе, изменены путем введения коэффициентов, на которые умножаются либо делятся фактические данные.

Исходные данные необходимые для расчета были взяты из годовых отчетов ОАО «Томская нефть» нефтегазодобывающей компании, за 2018 год (таблица 9).

Мобильная компрессорная установка, предлагаемая к внедрению в технологический процесс добычи, позволит исключить вынужденные потери газа и конденсата, направляемые на сжигание при самозадавливании скважины жидкостью, путем принудительного отбора УВС из скважины, тем самым повысив скорость потока в скважине, достаточную для выноса жидкости. Что обеспечивает стабильную и бесперебойную работу фонда скважин.

Для обоснования эффективности внедрения МКУ на кустовом основании проведём расчет потока денежных средств (ПДН) и чистой текущей стоимости проекта (ЧТС) на ближайшие 5 лет.

Таблица 8 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение
1	Капитальные вложения:		
	Стоимость оборудования (8 шт.)	млн. руб.	240

Продолжение таблицы 8

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение
1	Проектные работы и экспертиза	млн. руб.	3,36
	Строительно-монтажные работы	млн. руб.	42
	Транспортные расходы	млн. руб.	5,04
	Прочие затраты на строительство	млн. руб.	1,2
2	Среднесуточный прирост газа	тыс. м ³ /сут.	264
3	Себестоимость добычи газа	Руб. /тыс. м ³	2260
4	Доля условно переменных затрат в себестоимости	%	52,5
5	Ставка дисконта	%	10
6	Налог на прибыль	%	20
7	Цена 1000 м ³ газа	Руб.	4760
8	Расчётный период	лет	5
9	Потребляемая электроэнергия	кВт/ч	800

В непрерывном режиме работы МКУ обеспечивает добычу сырого газа в среднем до 11 тыс. м³/час, так как при работе исключаются вынужденные потери, что увеличивает добычу товарного газа на 264 тыс.м³ в сутки и приведёт к увеличению объема подготовки газа, которое можно определить по формуле

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T, \quad (5)$$

где Δq – среднесуточный прирост газа, тыс. м³/сут.;

T – время работы МКУ в течение года, сут.;

$$\Delta Q = 264 \cdot 365 = 96360 \text{ тыс.м}^3/\text{год.}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определим по формуле

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{г}}, \quad (6)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи газа в t–м году, тыс. м³;

C_n – цена одной тыс. м³, руб.

$$\Delta B_1 = 96360 \cdot 4760 = 458674 \text{ тыс. руб.} = 458,674 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta B_1 = \Delta B_2 = \Delta B_3 = \Delta B_4 = \Delta B_5 = 458,674 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения на строительство МКУ включают в себя стоимость оборудования, стоимость проектных работ и их экспертиза, стоимость строительно-монтажных работ, стоимость транспортных расходов и прочих затрат.

$$KB = 240 + 3,36 + 42 + 5,04 + 1,2 = 291,6 \text{ млн. руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на ремонт и обслуживание оборудования (ТР и ТО), затрат на электроэнергию и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}} + Z_{\text{эн}}, \quad (7)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу газа в

t -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на ремонт и обслуживание оборудования, руб.;

$Z_{\text{эн}}$ – затраты на электроэнергию, связанные с работой МКУ.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (8)$$

где C – себестоимость добычи газа, руб./1000 м³;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 96360 \cdot 2260 \cdot 0,525 = 114331140 \text{ руб.} = 114,331 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = \Delta Z_{\text{доп } 2} = \Delta Z_{\text{доп } 3} = \Delta Z_{\text{доп } 4} = \Delta Z_{\text{доп } 5} = 114,331 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на ремонт и обслуживание принимаем в размере 3 % от стоимости оборудования на вновь введенном в эксплуатацию объекте

$$Z_{\text{мер}} = 240 \cdot 0,03 = 7,2 \text{ млн. руб.} \quad (9)$$

При цене электроэнергии 5 руб. /кВт затраты на электроэнергию, учитывая непрерывный режим работы МКУ, получаем

$$Z_{\text{эн}} = 800 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 5 = 35,040 \text{ млн. руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей газа за

t-й год составят

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}} + Z_{\text{эн}} = 114,331 + 7,2 + 35,04 = 156,571 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_2 = \Delta Z_3 = \Delta Z_4 = \Delta Z_5 = 156,571 \text{ млн. руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (10)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 458,674 - 156,571 = 302,102 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 4} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } 5} = 302,102 \text{ млн. руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год

$$\Delta H_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (11)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (принята равной 20%).

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 302,102 \cdot 0,2 = 60,420 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = \Delta H_{\text{пр } 2} = \Delta H_{\text{пр } 3} = \Delta H_{\text{пр } 4} = \Delta H_{\text{пр } 5} = 60,420 \text{ млн. руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta \text{ДП}_t$) рассчитывается по формуле

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} - \Delta H_{\text{пр } t}. \quad (12)$$

$$\Delta \text{ДП}_1 = 302,102 - 60,42 = 241,682 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta \text{ДП}_1 = \Delta \text{ДП}_2 = \Delta \text{ДП}_3 = \Delta \text{ДП}_4 = \Delta \text{ДП}_5 = 241,682 \text{ млн. руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями по формуле

$$\text{ПДН}_t = \Delta \text{ДП}_t - \text{КВ}_t. \quad (13)$$

$$\text{ПДН}_1 = 241,682 - 291,6 = -49,918 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ПДН}_2 = 241,682 - 49,918 = 191,764 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения на строительство МКУ окупаются на второй год, поэтому

$$\text{ПДН}_3 = \text{ПДН}_4 = \text{ПДН}_5 = 241,682 \text{ млн. руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \text{ПДН}_t, \quad (14)$$

$$\text{НПДН}_1 = \text{ПДН}_1 = -49,918 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \text{ПДН}_1 + \text{ПДН}_2 = -49,918 + 191,764 = 141,846 \text{ млн. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{1-3} &= \text{ПДН}_1 + \text{ПДН}_2 + \text{ПДН}_3 = -49,918 + 191,764 + 241,682 = \\ &= 383,528 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

$$\text{НПДН}_{1-4} = \text{ПДН}_1 + \text{ПДН}_2 + \text{ПДН}_3 + \text{ПДН}_4 = -49,918 + 191,764 + 241,682$$

+

$$+ 241,682 = 625,210 \text{ млн. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{1-5} &= \text{ПДН}_1 + \text{ПДН}_2 + \text{ПДН}_3 + \text{ПДН}_4 + \text{ПДН}_5 = -49,918 + 191,764 + \\ &241,682 + 241,682 + 241,682 = 866,892 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности определяем по формуле

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t / (1 + i)^t, \quad (15)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = -49,918 / (1+0,1)^1 = -45,380 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = 191,764 / (1+0,1)^2 = 158,483 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = 241,682 / (1+0,1)^3 = 181,579 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_4 = 241,682 / (1+0,1)^4 = 165,072 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_5 = 241,682 / (1+0,1)^5 = 150,065 \text{ млн. руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле

$$\text{ЧТС}_t = \text{ДПДН}_t, \quad (16)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = -45,380 \text{ млн. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = -45,380 + 158,483 = 113,103 \text{ млн. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_3 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = -45,380 + 158,483 + \\ &+ 181,579 = 294,682 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_4 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 + \text{ДПДН}_4 = -45,380 + 158,483 + \\ &+ 181,579 + 165,072 = 459,754 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_5 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 + \text{ДПДН}_4 + \text{ДПДН}_5 = -45,380 + \\ &+ 158,483 + 181,579 + 165,072 + 150,065 = 609,819 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия (внедрение МКУ на кустовом основании для газоконденсатных скважин) представляем в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год
Капитальные вложения, млн. руб.	291,600				
Экономия природного газа (прирост подготовки) тыс. м3/год	96360	96360	96360	96360	96360
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	458,6736	458,6736	458,6736	458,6736	458,6736
Текущие затраты, млн. руб.	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571
Прирост прибыли, млн. руб.	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102
Прирост суммы налоговых выплат, млн. руб.	60,420	60,420	60,420	60,420	60,420
Денежный поток, млн. руб.	241,682	241,682	241,682	241,682	241,682
Поток денежной наличности, млн. руб.	-49,918	191,764	241,682	241,682	241,682
Накопленный поток денежной наличности, млн. руб.	-49,918	141,846	383,528	625,210	866,892
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб.	-45,380	158,483	181,579	165,072	150,065
Чистая текущая стоимость, млн. руб.	-45,380	113,103	294,682	459,754	609,819

4.2 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

На последнем этапе экономического обоснования предлагаемого мероприятия проводим анализ чувствительности проекта к риску. Для этого выбираем интервал наиболее вероятного диапазона вариации факторов, таких как: цена на газ (–10%; +20%); изменение добычи (подготовки газа) (–20%; +10%); налог на прибыль (–10%; +10%).

Для каждого фактора определяем чистую текущую стоимость: ЧТС(Ц); ЧТС(З); ЧТС(Н). ЧТС определяется при каком-либо одном изменении, при этом другие параметры остаются неизменными.

Данные для построения диаграммы приведены в таблицах 10 – 12. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя лучевую («паукообразную») диаграмму. Если значения ЧТС при заданных изменениях параметров находятся в положительной области, проект не имеет риска (рисунок 26).

На рисунке 26 приведена зависимость чистой текущей стоимости от изменения факторов на третий год эксплуатации.

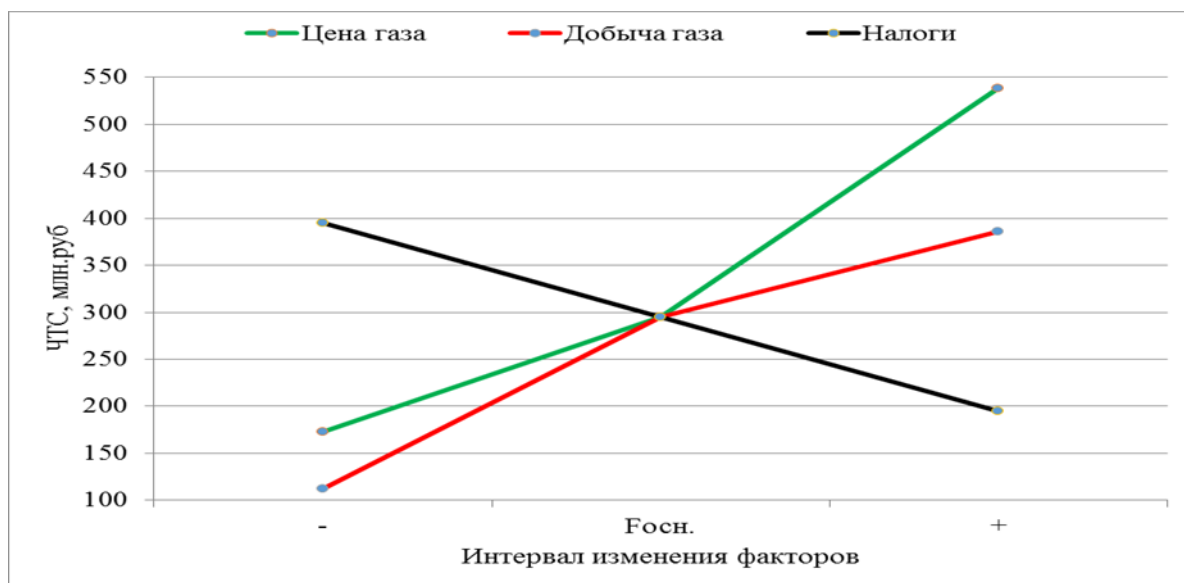


Рисунок 26 – Зависимость чистой текущей стоимости от изменения факторов на третий год эксплуатации

Анализ полученных показателей экономической эффективности мероприятия показывает, что он является экономически выгодным. Проект окупается уже во второй год, что подтверждает положительная величина ЧТС уже во второй год его эксплуатации.

Проведенный анализ чувствительности проекта к возможным изменениям (цена на газ, изменение добычи газа, изменение налога), данные по которому приведены в таблицах 11-13, показывает, что проект экономически устойчив к изменениям в эксплуатации и рыночных показателей.

Окупаемость проекта при самых неблагоприятных условиях, смоделированных в данной работе, наступает на третий год эксплуатации объекта.

Таблица 10 – Расчёт экономических показателей при изменении цены на газ

Показатели	1-й год		2-й год		3-й год		4-й год		5-й год	
	+20%	-10%	+20%	-10%	+20%	-10%	+20%	-10%	+20%	-10%
Цена 1000 м3 газа	5712	4284	5712	4284	5712	4284	5712	4284	5712	4284
Капитальные вложения, млн. руб.	291,6	291,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономия природного газа (прирост подготовки) тыс. м3/год	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	550,408	412,806	550,408	412,806	550,408	412,806	550,408	412,806	550,408	412,806
Текущие затраты, млн. руб.	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571
Прирост прибыли, млн. руб.	393,837	256,235	393,837	256,235	393,837	256,235	393,837	256,235	393,837	256,235
Прирост суммы налоговых выплат, млн. руб.	78,767	51,247	78,767	51,247	78,767	51,247	78,767	51,247	78,767	51,247
Денежный поток, млн. руб.	315,070	204,988	315,070	204,988	315,070	204,988	315,070	204,988	315,070	204,988
Поток денежной наличности, млн. руб.	23,470	-86,612	338,539	118,376	315,070	204,988	315,070	204,988	315,070	204,988
Накопленный поток денежной наличности, млн. руб.	23,470	-86,612	362,009	31,764	677,079	236,752	992,149	441,740	1307,218	646,728
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб.	21,336	-78,738	279,785	97,832	236,717	154,011	215,197	140,010	195,634	127,281
Чистая текущая стоимость, млн. руб.	21,336	-78,738	301,121	19,093	537,837	173,104	753,034	313,114	948,668	440,395

Таблица 11 – Расчёт экономических показателей при изменении дополнительной добычи

Показатели	1-й год		2-й год		3-й год		4-й год		5-й год	
	+10%	-20%	+10%	-20%	+10%	-20%	+10%	-20%	+10%	-20%
Изменение добычи, тыс. м3/ сутки	290,4	211,2	290,4	211,2	290,4	211,2	290,4	211,2	290,4	211,2
Капитальные вложения, млн. руб.	291,6	291,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономия природного газа (прирост подготовки) тыс. м3/год	105996	77088	105996	77088	105996	77088	105996	77088	105996	77088
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	504,541	366,939	504,541	366,939	504,541	366,939	504,541	366,939	504,541	366,939
Текущие затраты, млн. руб.	168,004	133,705	168,004	133,705	168,004	133,705	168,004	133,705	168,004	133,705
Прирост прибыли, млн. руб.	336,537	233,234	336,537	233,234	336,537	233,234	336,537	233,234	336,537	233,234
Прирост суммы налоговых выплат, млн. руб.	67,307	46,647	67,307	46,647	67,307	46,647	67,307	46,647	67,307	46,647
Денежный поток, млн. руб.	269,229	186,587	269,229	186,587	269,229	186,587	269,229	186,587	269,229	186,587
Поток денежной наличности, млн. руб.	-22,371	-105,013	246,859	81,574	269,229	186,587	269,229	186,587	269,229	186,587
Накопленный поток денежной наличности, млн. руб.	-22,371	-105,013	224,488	-23,438	493,717	163,149	762,947	349,736	1032,176	536,323
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб.	-20,337	-95,466	204,015	67,417	202,276	140,186	183,887	127,442	167,170	115,856
Чистая текущая стоимость, млн. руб.	-20,337	-95,466	183,679	-28,049	385,955	112,136	569,842	239,578	737,012	355,434

Таблица 12 – Расчёт экономических показателей при изменении налоговых выплат

Показатели	1-й год		2-й год		3-й год		4-й год		5-й год	
	+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%	+10%	-10%
Изменение налога на прибыль, %	30,0	10,0	30,0	10,0	30,0	10,0	30,0	10,0	30,0	10,0
Капитальные вложения, млн. руб.	291,6	291,6								
Экономия природного газа (прирост подготовки) тыс. м3/год	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360	96360
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	458,674	458,674	458,674	458,674	458,674	458,674	458,674	458,674	458,674	458,674
Текущие затраты, млн. руб.	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571	156,571
Прирост прибыли, млн. руб.	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102	302,102
Прирост суммы налоговых выплат, млн. руб.	90,631	30,210	90,631	30,210	90,631	30,210	90,631	30,210	90,631	30,210
Денежный поток, млн. руб.	211,472	271,892	211,472	271,892	211,472	271,892	211,472	271,892	211,472	271,892
Поток денежной наличности, млн. руб.	-80,128	-19,708	131,343	252,184	211,472	271,892	211,472	271,892	211,472	271,892
Накопленный поток денежной наличности, млн. руб.	-80,128	-19,708	51,215	232,477	262,687	504,369	474,159	776,261	685,630	1048,153
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб.	-72,844	-17,916	108,548	208,417	158,882	204,277	144,438	185,706	131,307	168,824
Чистая текущая стоимость, млн. руб.	-72,844	-17,916	35,704	190,501	194,586	394,777	339,024	580,483	470,332	749,307

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б4В	Булатову Дмитрию Михайловичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения.	Объект исследования - установка на кустовом основании фонда газоконденсатных скважин мобильной компрессорной установки.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

5.1 Производственная безопасность 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при работе на кустовом основании с мобильной компрессорной установкой 5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при работе на кустовом основании с мобильной компрессорной установкой	При выполнении работ на кустовом основании с мобильной компрессорной установкой (МКУ) существует целая группа вредных и опасных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1. утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. 2. повышенный уровень шума и вибрации. 3. отклонения показателей климата на открытом воздухе. 4. поражение электрическим током; 5. опасность механических повреждений.
5.2 Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия при работе мобильной компрессорной установки на кустовом основании на атмосферу, литосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	При выполнении работ на мобильной компрессорной установке чрезвычайные ситуации могут возникнуть: 1. по причине техногенного характера; 2. попадания молнии.
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация рабочего места.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4В	Булатов Дмитрий Михайлович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования является Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МГКМ), в частности Участок по добыче газа и газового конденсата (УДГ и К), установка мобильной компрессорной установки на кустовом основании (МКУ).

В соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [15] УДНГ и К МГКМ 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 местах. Режим работы объекта - непрерывный круглосуточный.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение работ на кустовом основании с МКУ сопровождается вредными и опасными факторами согласно [16], приведенными в таблице 13.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие 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[29] ГОСТ 12.1.038–82[30] ГОСТ 12.1.003–2014[18] ГОСТ 12.1.012–2004[19] ГОСТ 12.1.007–76[23]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Обслуживание добывающих скважин и мобильной компрессорной установки производит оператор по добыче газа и конденсата. Его рабочее место состоит из: кустовой площадки, скважин, мобильной компрессорной установки и запорно-регулирующей арматуры.

При работе на кустовом основании оператора по добыче газа и газового конденсата на него могут оказывать вредные производственные факторы такие как: утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу, повышенный уровень шума и вибрации, а так же отклонение показателей климата на открытом воздухе.

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, добываемой продукции и отходов производства приведены в таблице 14 [17].

Таблица 14 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, добываемой продукции и отходов производства

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура, °С			Концентрационные пределы распространения пламени, % об.		Характеристика токсичности	ПДК в воздухе рабочей зоны произв. помещений, мг/м³
				Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Нижний	Верхний		
1	Природный газ	газ	4	- 188	–	550	3	15	Наркотическое воздействие, удушье	300
2	Газовый конденсат	ж	4	- 44	–	286	2,5	5,2	Наркотическое воздействие	300
5	Метанол	ж	3	6	13	440	7,3	36	Опьянение, потеря зрения	5

Для 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.

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.

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются ГОСТ 12.1.003-2014 [18]. 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» [19].

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 (110 дБ).

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 противошумы - 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

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 исключающие 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 15) [20].

Таблица 15 – 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

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасность поражения электрическим током

Напряжение электропитания МКУ - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение – по 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 16.

Таблица 16 – 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 IEC 61140-2012 [21] 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 кустовом основании с МКУ 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, 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; технические устройства должны быть оснащены системами блокировки с пусковыми устройствами.
- 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

При установке, работе и обслуживании установки создаются воздействия на окружающую среду согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»[22].

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 промысловой 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 газа 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 горизонтальная факельная установка, предназначенная для сжигания газа и конденсата при очистке скважины от скопившейся жидкости.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений является:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- установка МКУ на устье скважины для снижения (вынужденных потерь) количества сжигаемого на горизонтальную факельную установку природного газа.
- разработанный план действий при аварийной ситуации.

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

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при эксплуатации газоконденсатных скважин является пропуск газа и конденсата по обвязке фонтанной арматуры с пожаром.

Меры по предупреждению чрезвычайной ситуации включают в себя: Постоянный контроль за технически исправным состоянием оборудования, запорно-регулирующей арматурой, проведение не разрушающегося контроля, опрессовка оборудования перед монтажом на устье скважин, проведение технического обслуживания в соответствии с графиком технического обслуживания арматуры.

В случае возникновения аварийной ситуации в виде пропуска газа или газового конденсата на устье скважин с пожаром на Мыльджинском газоконденсатном месторождении разработан и утвержден план ликвидации локализации последствия аварий (ПЛЛПА). В котором четко прописаны все действия рабочего персонала участка по добыче газа и газового конденсата Мыльджинского ГКМ при возникновении аварийной ситуации.

Признаки аварии:

Открытый огонь, гарь, задымление, посторонний шум, следы разлива.

Причины аварии:

Механические повреждения, коррозия, износ, утонение стенок оборудования, трубопроводов, некачественные сварные соединения, заводские дефекты, возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные.

При обнаружении аварии, согласно ПЛЛПА следует:

Сообщить об аварии непосредственному руководителю (начальнику ЦДПГ и К Мыльджинского ГКМ (или его заместителю)), диспетчеру ЦПДС МНГКН (рация, телефонная связь). Оказать первую помощь пострадавшим (при наличии), сообщить о наличии пострадавших диспетчеру ЦПДС Мыльджинского ГКМ. Использовать СИЗ. Определить опасную зону. Вывести людей, не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники.

Вызвать пожарный пост Каргасокского района. При наличии пострадавших оповестить здравпункт МГКМ ОАО «Томскгазпром».

Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения.

Остановить аварийную скважину. По возможности доступа отсечь аварийный участок, произвести сброс давления с поврежденного участка на факельный амбар. Приступить к тушению пожара.

После ликвидации пожара и проверки отсутствия загазованности переносным газоанализатором, приступить к ремонтно-восстановительным работам.

После ликвидации аварии, произвести испытание оборудования и ввести в эксплуатацию.

Пожаровзрывоопасность

Ведение технологического процесса на УДНГ и К связано с добычей природного газа, в состав которого входят углеводороды $C_1 - C_6$, образующие с воздухом взрывоопасные смеси.

Место установки МКУ на кустовом основании относится к взрывоопасным, класс взрывоопасной зоны В-1а и рассчитано на взрывоопасную, пожароопасную рабочую среду - природный газ класса опасности 4 по [23], категории

взрывоопасности ПА и группы взрывоопасной смеси Т2 по ГОСТ 51330.11-99 [24]. Категория пожарной опасности установки в соответствии с НПБ 105–03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [25] - «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 УДНГ и К предусмотрена сигнализация параметров технологического режима.

Для определения до взрывных концентраций (ДВК) газовой смеси помещения оборудуются приборами контроля (сигнализаторами) до взрывных концентраций.

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 УДНГ и К категорически запрещается применение открытого огня. Огневые и газоопасные работы проводятся регламентировано, согласно соответствующим инструкциям с занесением в соответствующие журналы, газоопасных работ по наряду – допуску и газоопасные без наряда - допуска.

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 кустовых основаниях добывающего фонда устроена молниезащита в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-87) [26].

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» [27]).

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 и социальной защиты работников на предприятии

Работы по ремонту и обслуживанию мобильной компрессорной установки и газоконденсатных скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом – особой формой осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников (ТК РФ), когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудни-

ки, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно.

Работы на газовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [28]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Для защиты персонала выполняются следующие правила:

- обучается персонал технике безопасности при проведении работ и действию в чрезвычайных ситуациях;
- персонал обеспечивается средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- используемое оборудование систематически проверяется на пригодность и вовремя ремонтируется.
- Для защиты окружающей среды предприятие обеспечивается средствами защиты окружающей среды: ловушками нефти, газоуловителями, устройствами для сбора нефти, оборудованием для тушения пожара.

Рабочей зоной для оператора добычи газа и газового конденсата, является кустовое основание, где расположены газовые скважины, мобильная компрессорная установка, запорно – регулирующая арматура и технологические трубопроводы. В зимнее время подъездные пути к скважинам расчищают спец. техникой, подходные пути к запорно - регулирующей арматуре очищаются снегоборочными лопатами.

Маршевые лестницы и перила выполнены в соответствии с правилами промышленной безопасности.

При проведении работ в пасмурную погоду при наличии дождя, (каждому работнику выдается при поступлении на работу) используется дождевой плащ.

Работы в рабочей зоне разрешается производить, только если в воздушной среде содержание кислорода более 20%. Далее работник должен использовать СИЗ.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения.

Вывод: в разделе была дана характеристика объекта исследования

А так же проанализирована производственная безопасность влияния вредных и опасных производственных факторов при работе с мобильной компрессорной установкой на кустовом основании.

Проведена оценка и анализ экологической безопасности и влияния на атмосферу, литосферу и гидросферу.

Рассмотрена безопасность и действие персонала в ЧС при работе на мобильной компрессорной установке расположенной на кустовом основании Мыльджинского газоконденсатного месторождения.

Так же в работе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности лиц работающих вахтовым методом, организация рабочих мест и труда.

Из всего рассмотренного был сделан вывод, что социальная ответственность на производстве имеет важную роль, так как безопасности труда, и здоровье человека на опасном производственном объекте является важнейшим залогом роста и развития предприятия.

Поэтому нормативная база в области охраны труда и промышленной безопасности требует постоянного совершенствования и приведения в соответствие с международными стандартами и требованиями.

Заключение

В настоящее время в РФ в условиях сырьевой экономики все большее внимание уделяется вопросам повышения энергоэффективности предприятий и к рациональному использованию имеющихся природных ресурсов.

Решение вопросов повышения энергоэффективности производства можно реализовать путем внедрения инновационных ресурсосберегающих технологий и оборудования.

В ходе выполнения работы был проведен анализ технологий, которые возможно применить на Мыльджинском газоконденсатном месторождении для повышения эффективности процесса добычи углеводородного сырья. Так как в данный момент при не устойчивой работе скважин, а именно скоплении жидкости на забое и в предзабойной зоне пласта, которую скважина не может вынести из-за сниженного пластового давления и как следствие снижения скорости потока в колонне НКТ. На МГКМ применяется лишь один из рассмотренных методов для удаления жидкости, а именно отработка скважин на горизонтальную факельную установку. В ходе анализа данного метода был обнаружен большой недостаток в виде вынужденных потерь газа и газового конденсата при сжигании на ГФУ. В результате чего были проанализированы другие методы, которые возможно внедрить в эксплуатацию на Мыльджинском ГКМ такие как, смена НКТ на меньший диаметр; установка плунжерного лифта; установка мобильной компрессорной установки.

Смена НКТ на меньший диаметр также довольно часто применяется на МГКМ, но мало эффективна на данном этапе разработки месторождения. Так как пластовое давление продолжает снижаться и эффект от смены НКТ длится 6-12 месяцев. Минусом данного метода являются затраты на КРС и снижение дебита скважин в результате глушения скважины для смены подвески НКТ.

Установка плунжерного лифта на газоконденсатных месторождениях зарекомендовала себя как достаточно эффективный метод для удаления жидкости и стабилизации режима работы скважин. Но данный метод так же имеет ряд минусов. Такие как, для монтажа необходимы затраты на КРС, и периодически

повторяющиеся сбои в работе по технологическим причинам и разрушении оборудования в результате больших ударных нагрузок.

Анализ метода установки мобильной компрессорной установки на устье газовый скважин показал, что данный метод наиболее эффективный. Так как у него имеется ряд преимуществ перед другими методами, которые были проанализированы в данной работе. Такие как – МКУ дает возможность вести принудительный отбор сырого газа из скважин, тем самым повышает скорость потока в колонне НКТ и обеспечивая вынос жидкости. Компримирование газа с выкидной линии скважин в общий шлейф, в результате чего повысится давление в общих шлейфах, что приведет к улучшению процесса подготовки газа и конденсата на УКПГиК. После модернизации технологической схемы и запуска МКУ удалось бы добиться снижения вынужденных потерь газа и газового конденсата на Мыльджинском месторождении до 99 %

Окупаемость проекта по внедрению мобильной компрессорной установки составляет 15 месяцев.

Прибыль Общества увеличивается за счет реализации дополнительного сырья, подготовленного на УКПГиК.

Проведенный в финансовой части анализ чувствительности проекта к экономическим и эксплуатационным изменениям показал экономическую устойчивость данного проекта.

Список используемых источников

1. Информационный портал ОАО «Востокгазпром». Режим доступа: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/> - Загл. с экрана.
2. Гриценко, А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. / А.И. Гриценко, В.Л. Истомин, А.Н. Кульков и др. - М.: Недра, 1999. – 473 с.
3. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. Учеб. пособие. - 3-е изд. перерос. и доп. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. - 408 с.
4. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. - М.: «Недра», 1975.-415 с.
5. Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В. и др. Эксплуатация газовых скважин. - М.: «Наука», 1995. - 359 с.
6. СТО Газпром 089 – 2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: 2010. - 15 с.
7. Пакет геологической и геофизической информации по Мыльджинскому газоконденсатному месторождению. Дополнение к проекту разработки Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Тандем», 2011. – 358 с.
8. Кашпаров М.М., Конторщикова О.А. Оценка производительности скважин куста / «Газовая промышленность». - №3, 2003. - Москва. - С. 44-46.
9. Ли Д., Генри Н., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин»/Перев. с английского. - М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008.- 384 с.
10. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ООО «Газпром эксп-по», 2010.-478 с.
11. Гвоздев, В.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: справочное пособие / В.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. - М.: Недра, 1988.-С. 162-170.

12. Минликаев В. З., Дикамов Д. В., Арно О. Б., Меркулов А. В., Кирсанов С. А., Красовский А. В., Свентский С. Ю., Кононов А. В. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 15-17.

13. Гасумов, Р.А. Исследование гидратообразования и фазового состояния флюидов при разработке газовых залежей Западной Сибири [Текст] / Р.А. Гасумов, С.А.Варягов, В.З.Минликаев [и др.] //Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. ст. / ВНИИГаз. - М.: ВНИИГаз, 1999.

14. Федеральный закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» (последняя редакция).

15. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

16. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением №1). - М. ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.

17. Технологический регламент «Фонд скважин Мыльджинского и Северо - Васюганского ГКМ». 2014. – 90 с.

18. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. - М. Стандартиформ, 2015. – 27 с.

19. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - М.: Стандартиформ, 2008. – 26 с.

20. Официальный интернет – сайт муниципалитета г. Томска. [Электронный ресурс] / Постановления Администрации Томской области от 11.02.2011 г. №29а. Режим доступа: <http://www.admin.tomsk.ru/docbase/regiondoc.nsf/url/AP201129> - Загл. с экрана.

21. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. - М.: Стандартиформ, 2014. – 24 с.

22. Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа»;

23. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.). - М.: Стандартинформ, 2007. - 7 с.
24. ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. - М. Стандартинформ, 2003. - 9 с.
25. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. - М. ГУГПС и ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. - 24 с.
26. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. - М. ГОСЭНЕРГОНАДЗОР, 1995. - 46 с.
27. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. - М., 1979 – 19 с.
28. ГОСТ Р ИСО 6385-2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. – 7 с.
29. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" Постановлением Госстандарта СССР от 29.09.1988 N 3388. – 5 с.
30. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов - М. Стандартинформ, 01.11.1988 – 7 с.
31. Каплан А.Л., Долгих А.В. Анализ эффективности применения мультифазного насоса.-43 с.
32. Бузинов С.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2012. – С. 17–25.
- 33 Ахмедов Ч.М. Способ эксплуатации системы газлифтных скважин / Ч.М. Ахмедов // Нефтепромысловое дело, 1992 №7 — С. 4-8.

Приложение А «Таблица 5 – 6-ти компонентный анализ пластовой воды за 2018 г.»

Дата отбора	Месторождение	№ скважины	Плотность воды при 20оС, г/см3	Жесткость общая, мг-экв/дм3	Щелочность общая, мг-экв/дм3	Хлор-ион (Cl-), мг/дм3	Хлор-ион (Cl-), мг-экв/дм3	Карбонат-ион (CO3-), мг/дм3	Гидрокарбонат-ион (HCO3-), мг/дм3	Кальций (Ca2+), мг/дм3	Магний (Mg2+), мг/дм3	Калий (K+), мг/дм3	Натрий (Na+), мг/дм3	Натрий+Калий (Na+ K+), мг/дм3	Сульфаты, мг/дм3	Минерализация, мг/дм3	pH воды	Соотношение калий (K+)/натрий (Na+)
16.05.2018	МГКМ	БИС	0,990	36,0	10,4	3312,3	93,4	отс.	634,4	681,4	24,3	-	-	1559,1	-	6211,5		-
18.05.2018	МГКМ	БИС	0,986	41,0	40,0	3738,9	105,5	отс.	2440,0	781,6	24,3	-	-	2402,8	-	9387,6	6,92	-
23.05.2018	МГКМ	3	1,005	16,5	13,2	4239,8	119,6	отс.	805,2	130,3	121,5	-	-	2674,9	-	7971,7	7,80	-
31.05.2018	МГКМ	4	1,015	28,0	15,6	11663,0	329,0	отс.	951,6	300,6	157,9	-	-	7281,8	-	20354,9	6,96	-
01.06.2018	МГКМ	5	1,000	4,7	5,4	889,8	25,1	отс.	329,4	76,2	10,9	-	-	593,4	-	1899,7	6,78	-
05.06.2018	МГКМ	6	1,009	25,0	11,6	7444,5	210,0	отс.	730,8	250,5	151,9	-	-	4521,8	-	13099,5	6,48	-
06.06.2018	МГКМ	7	1,003	14,5	8,0	2056,1	58,0	отс.	488,0	70,1	133,7	-	-	1184,5	-	3932,4	6,55	-
08.06.2018	МГКМ	8	1,006	21,0	8,0	4948,8	139,6	отс.	488,0	260,5	97,2	-	-	2911,8	-	8706,3	6,31	-
09.06.2018	МГКМ	9	1,002	7,5	5,1	1779,6	50,2	отс.	311,1	84,2	40,1	-	-	1904,4	-	4119,4		-
16.06.2018	МГКМ	10	1,003	25,0	2,4	2932,4	87,7	отс.	146,4	300,6	121,5	-	-	1382,3	-	4883,2	7,20	-
17.06.2018	МГКМ	11	1,002	12,5	8,1	2197,9	62,0	отс.	494,1	220,4	18,2	-	-	1324,8	-	4255,4	7,50	-
21.06.2018	МГКМ	12	1,003	14,8	4,0	3041,6	85,8	отс.	244,0	254,5	25,5	-	-	1725,0	-	5290,6	7,10	-
23.06.2018	МГКМ	13	1,005	15,0	18,0	4583,7	129,3	отс.	1098,0	170,3	79,0	-	-	3042,9	-	8973,9	7,60	-
24.06.2018	МГКМ	14	1,001	3,5	5,2	1393,2	39,3	отс.	317,2	40,1	18,2	-	-	943,0	-	2711,7	6,90	-
02.07.2018	МГКМ	15	1,006	17,5	17,0	5498,3	115,1	отс.	1037,0	210,4	85,0	-	-	3555,8	-	10386,5	7,50	-
04.07.2018	МГКМ	16	1,002	6,0	12,0	1832,8	51,7	отс.	732,0	80,2	24,3	-	-	1327,1	-	3996,4	6,80	-
04.07.2018	МГКМ	17	1,000	3,0	10,0	584,9	16,5	отс.	610,0	30,1	18,2	-	-	540,5	-	1783,7	6,90	-
06.07.2018	МГКМ	18	1,025	65,0	30,0	23574,3	665,0	отс.	1830,0	651,3	394,9	-	-	14490,0	-	40940,5	7,83	-
11.07.2018	МГКМ	19	1,004	9,5	8,6	3190,5	90,0	отс.	524,6	110,2	48,6	-	-	2049,3	-	5923,2	6,38	-
13.07.2018	МГКМ	20	1,024	27,5	16,0	24815,0	700,00	отс.	976,0	400,8	91,1	-	-	15835,5	-	42118,4	6,89	-
14.07.2018	МГКМ	21	1,013	29,0	14,7	9530,4	268,80	отс.	896,7	380,8	121,5	-	-	5853,5	-	16782,9	8,13	-
18.07.2018	МГКМ	22	0,997	3,5	1,4	354,5	35,5	отс.	85,4	30,1	24,3	-	-	181,7	-	676,0	6,40	-
19.07.2018	МГКМ	23	0,999	26,5	3,5	2694,2	76,0	отс.	213,5	265,5	160,4	-	-	1219,0	-	4552,6	6,81	-
22.07.2018	МГКМ	24	1,004	15,8	8,6	3738,8	105,0	отс.	525,0	215,4	60,8	-	-	2261,3	-	6801,3	7,33	-
23.07.2018	МГКМ	25	1,018	42,0	18,4	14967,0	422,2	отс.	1122,4	470,9	224,8	-	-	9167,8	-	25952,9	6,70	-
24.07.2018	МГКМ	26	1,012	38,0	13,5	10741,4	303,0	отс.	823,5	601,2	97,2	-	-	6405,5	-	18668,8	6,98	-
29.07.2018	МГКМ	27	1,008	17,4	16,2	5810,3	163,9	отс.	988,2	248,5	60,8	-	-	3742,1	-	10849,9	6,73	-
05.09.2018	МГКМ	28	1,001	12,0	10,8	2981,3	84,1	отс.	658,8	110,2	79,0	-	-	1906,7	-	5736	7,10	-
02.12.2018	МГКМ	29	0,976	20,0	10,4	1985,2	56,0	отс.	634,4	330,7	42,5	-	-	1067,2	-	4060	-	-
03.12.2018	МГКМ	30	1,016	45,5	18	12903,8	364	отс.	1098	470,9	267,3	-	-	7739,5	-	22479,5	-	-
15.12.2018	МГКМ	31	1,009	136,0	0,7	10422,3	294,0	отс.	42,7	1140,0	959,9	-	-	3650,1	-	16215,0	7,12	-

Приложение Б – «Таблица 5 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Мыльджинского ГКМ, объект Ю

№№ пп	Показатели	Ед. измер	2018	
			Проект	Факт
1	Остаточные запасы газа газовой шапки и свободного	млн.м ³	45727.8	45890.5
2	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн.м ³	30145.2	29982.5
3	в том числе из газовых скважин	млн.м ³	30145.2	29982.5
4	Добыча газа газовой шапки и свободного	млн.м ³	1241.0	1126.8
5	в том числе из газовых скважин	млн.м ³	1241.0	1126.8
6	Расход газа на собственные нужды	млн.м ³	29.3	37.6
7	в том числе на технологические нужды	млн.м ³	29.3	37.6
8	Ввод в эксплуатацию новых скважин	шт.	0	0
9	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.	0	0
10	в том числе переводом с других объектов	шт.	0	0
11	в том числе из других категорий	шт.	0	0
12	в том числе из разведочного бурения	шт.	0	0
13	Средняя глубина бурения новой скважины	м	0	0
14	Объем эксплуатационного бурения	тыс. м	0	0
15	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.	41	43
16	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.	41	40
17	Выбытие добывающих скважин	шт.	0	6
18	Ввод нагнетательных скважин	шт.	0	0
19	Выбытие нагнетательных скважин	шт.	0	0
20	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	0	0
21	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	0	0
22	Добыча газа из новых скважин	млн.м ³	0.0	0.0
23	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м ³ /сут	0.0	0.0
24	Среднее число дней работы новой скважины	дни	0	0
25	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м ³	0.0	0.0
26	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м ³	1236.8	1236.8
27	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м ³	1241.0	1126.8
28	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м ³	-4.2	110.0
29	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.	0.0	0.1
30	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.	41	36
31	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м ³ /сут	87.0	101.3
32	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м ³ /сут	0	0
33	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни	348	308.9
34	Закачка газа в пласт	млн.м ³	0	0
35	Закачка газа в пласт с начала разработки	млн.м ³	0	0
36	Компенсация отбора закачкой	%	0	0
37	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа	15.1	15.8
38	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа	4.9	4
39	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%	1.6	1.5
40	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%	2.7	2.4
41	Содержание стабильного конденсата	г/м ³	50.8	45.7
42	Добыча конденсата	тыс.т	63.0	51.5
43	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т	2313.3	2296.9
44	Технологические потери конденсата	%	0.03	0.00
45	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.	0.245	0.243

Приложение В – «Таблица 6 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Мыльджинского ГКМ, объект Б10»

№№ пп	Показатели	Ед. измер	2018	
			Проект	Факт
1	Остаточные запасы свободного газа	млн.м ³	6110.7	6601.6
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн.м ³	13799.3	13814.4
3	Добыча свободного газа	млн.м ³	422.2	482.8
4	Расход газа на собственные нужды	млн.м ³	10.0	17.3
5	в том числе на технологические нужды	млн.м ³	10.0	17.3
6	Ввод в эксплуатацию новых скважин	шт.	0	0
7	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.	0	0
8	в том числе переводом с других объектов	шт.	0	0
9	в том числе из других категорий	шт.	0	0
10	в том числе из разведочного бурения	шт.	0	0
11	Средняя глубина бурения новой скважины	м	0	0
12	Объем эксплуатационного бурения	тыс. м	0	0
13	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.	16	16
14	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.	16	16
15	Выбытие добывающих скважин	шт.	1	0
16	Ввод нагнетательных скважин	шт.	0	0
17	Выбытие нагнетательных скважин	шт.	0	0
18	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	0	0
19	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	0	0
20	Добыча газа из новых скважин	млн.м ³	0.0	0.0
21	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м ³ /сут	0.0	0.0
22	Среднее число дней работы новой скважины	дни	0.0	0.0
23	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн.м ³	0.0	0.0
24	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн.м ³	525.3	525.3
25	Добыча газа из переходящих скважин	млн.м ³	422.2	482.8
26	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн.м ³	103.1	42.5
27	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.	0.2	0.1
28	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.	17	16
29	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м ³ /сут	71.4	101.2
30	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс.м ³ /сут	0	0
31	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни	348	298
32	Закачка газа в пласт	млн.м ³	0	0
33	Закачка газа в пласт с начала разработки	млн.м ³	0	0
34	Компенсация отбора закачкой	%	0	0
35	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа	8.8	8.6
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа	3.1	4.0
37	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%	2.1	2.4
38	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%	6.9	6.8
39	Содержание стабильного конденсата	г/м ³	43.8	40.3
40	Добыча конденсата	тыс.т	18.50	19.4
41	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т	1086.1	1084.4
42	Технологические потери конденсата	%	0.03	0.00
43	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.	0.443	0.432