

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): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЙ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.279-047.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7Г1	Бетигов Денис Сайпудинович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Бетигов Денис Сайпудинович

Тема работы:

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-11/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ представлений по проблеме, выбора технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин используемых при добыче газа и газоконденсата. Анализ технологий добычи газа и газоконденсата. Подбор технологии и технологических показателей добычи газа и газоконденсата в различных условиях; Автоматизация процесса добычи газа и газоконденсата установленным при проектировании разработки месторождений.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д. э. н. Гасанов Магеррам Али оглы.
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Бетигов Денис Сайпудинович		29.04.2022

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

ГРП- гидравлический разрыв пласта

ГПЭС – газопоршневая электростанция

ВГК – водогазовый контакт

ГВК – газоводяной контакт

ГВР – газоводяной раздел

ЭЦН – электроприводной центробежный насос

ОГТ – общая глубинная точка

ПДКС - плавучая дозиметрическая контрольная станция

ГТМ – геолого-технические мероприятия

МОГТ - метод общей глубинной точки

МОВ – метод отражения волн

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ММП – многолетнемерзлые породы

ДГД – датчик гидростатического давления

РГТ – расходомер, счетчик газа

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

УКПГ - установка комплексной подготовки газа

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 110 страниц, 6 рисунков, 30 таблиц, 31 источник.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, технологические режимы, скважина, дебит, разработка.

Объект исследования: газовые и газоконденсатные скважины.

Цель работы: выбор технологических показателей режимов работы газовых и газоконденсатных скважин.

В результате проведенных исследований проанализированы 6 основных технологических режимов: режим постоянного градиента, режим постоянной депрессии, режим постоянного забойного давления, режим постоянного дебита скважин, режим постоянной скорости потока, режим постоянного устьевое давления, которые в большей степени помогают выбрать технологические показатели работы газовых и газоконденсатных скважин.

Область применения работы: добыча газа и газоконденсата.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общие сведения о месторождении и участке недр	11
1.2 Краткая геологическая характеристика.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН	23
2.1 Характеристик и свойства газа и газоконденсата	23
2.1.1 Природный газ	23
2.1.2 Газовый конденсат	29
2.2 Факторы, влияющие на технологические режимы эксплуатации газовых скважин	33
2.3 Условия, ограничивающие дебит	34
3 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЙ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ	37
3.1 Выбор технологического режима работы газовых скважин	37
3.2 Обоснование методов поиска оптимальных режимов работы скважин.	39
3.2.1 Режим постоянного градиента	40
3.2.2 Режим постоянной депрессии	43
3.2.3 Режим постоянного забойного давления	46
3.2.4 Режим постоянного дебита скважин	47
3.2.5 Режим постоянной скорости потока.....	48
3.2.6 Режим постоянного устьевое давления	49
3.3 Контроль процесса разработки	51
3.4 Изменение технологического режима эксплуатации газовых скважин в процессе эксплуатации.....	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	72
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	72
4.1.1 Цели и актуальность проекта	73
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	73
4.1.3 SWOT-анализ	74
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	77
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	77
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	78
4.3. Бюджет научно-технического исследования	81
4.3.1 Материальные затраты.....	81
4.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ.....	82
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей.....	83

4.3.4 Дополнительная заработная плата.....	84
4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	84
4.3.6 Накладные расходы.....	85
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	86
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	91
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91
5.2 Производственная безопасность	93
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов	93
5.2.2 Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса.....	95
5.3 Экологическая безопасность	102
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108

ВВЕДЕНИЕ

В работе на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (Россия, Ямальский район, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области ООО «Газпромнефть-Ямал»), разбираю выбор технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин.

Ценность работы заключается в более уверенном прогнозировании уровней добычи газа и газоконденсата при правильном выборе технологический режим работы наряду с типом скважин (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их число и, следовательно, наземную обвязку, а в конечном счете - капиталовложения в освоение месторождения при заданном отборе из залежи.

Компания ООО «Газпромнефть-Ямал» обладает лицензиями на ряд новых активов, находящихся на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, требующих минимизации капитальных затрат в добыче газа. (Лицензия на право пользования недрами с целью добычи нефти, газа и конденсата из меловых, юрских и палеозойских отложений Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (СЛХ № 16046 НЭ от 15.04.2016 г.), получена ООО «Газпромнефть-Ямал». Срок окончания действия лицензии – 31.12.2150 г.)

В настоящее время на этих месторождениях ведется поисково-разведочное бурение и опытно-промышленные работы по доизучению залежей нефти и газа. Так же вводятся в эксплуатацию новые газовые скважины. Что актуализирует вопрос выбора технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин. Для получения максимального технико-экономического эффекта в добыче газа.

Выбор технологического режима работы скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации.

Особую трудность вызывает обоснование технологического режима работы горизонтальных скважин, для которого требуется, как минимум, два главных элемента:

Результаты специальных исследований, проведенных для обоснования режима работы скважин при стационарных режимах фильтрации.

Теоретические основы процессов, происходящих в пласте в условиях деформации, разрушения пласта, образования пробки, обводнения подошвенной водой, коррозии и т.д.

Для обоснования режима работы проектных скважин необходимо учесть географические и метеорологические условия района расположения месторождения, тип, форму, размеры и режим залежи, глубину и последовательность залегания пластов, емкостные и фильтрационные свойства пористой среды.

Наличие гидродинамической связи между пропластками, параметр анизотропии по пропласткам, составы и свойства газа, конденсата, нефти и воды, параметры водоносного бассейна, тип воды (подошвенная или контурная), конструкция скважины, обвязку скважин, наличие многолетней мерзлоты в разрезе, устойчивость коллекторов, трещиноватость, направление трещин и т.д.

Цель ВКР – эффективная эксплуатация газовых скважин на Новопортовском месторождении в осложненных условиях.

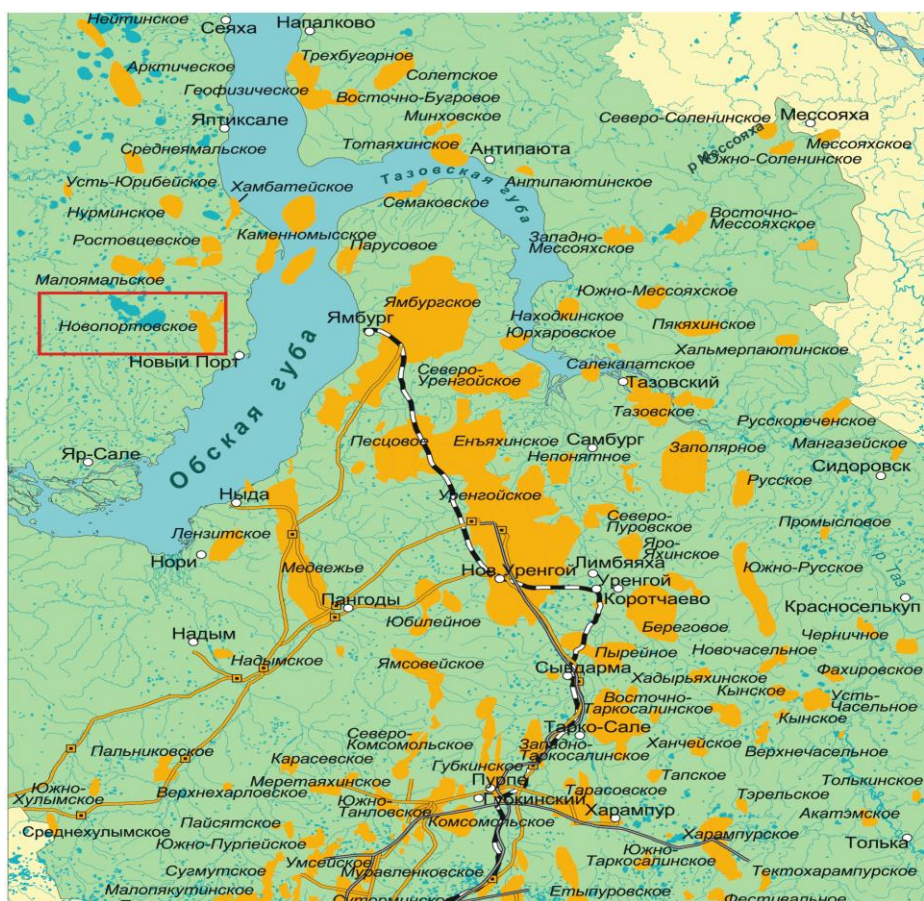
Задачи

1. Проанализировать геолого-физические характеристики Новопортовского газоконденсатного месторождения.
2. Обоснования применения технологических режимов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.
3. Выбор технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин на Новопортовском газоконденсатном месторождении.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении и участке недр

В административном отношении Новопортовское месторождение расположено в пределах Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в 120 км к северу от административного центра п. Яр-Сале, в юго-восточной части полуострова Ямал между побережьем Обской губы на юго-востоке и системой озер Яррото – на северо-западе (рис. 1). Ближайшие населенные пункты: пос. Новый Порт находится – в 15 км к юго-востоку и пос. Тарко-Сале – в 25 км севернее месторождения.



Условные обозначения:

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

Рисунок 1 – Местонахождение месторождения [19]

Новопортовское месторождение относится к региону с не развитой инфраструктурой. На территории месторождения населенных пунктов нет.

Ближайшее разрабатываемое Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове, где проходит система магистральных газопроводов Ямбург-Центр и конденсатопровод Ямбург-Уренгой-Сургут.

Речной порт находится в пос. Новый Порт на берегу Обской губы, аэропорт - в районном центре пос. Яр-Сале. В 200 км западнее находится станция Паюта железной дороги Обская-Бованенково. В пос. Новый Порт имеются аэропорт, отделение связи, рыбозавод. Постоянная дорожная сеть отсутствует. Транспортные грузоперевозки внутри площади месторождения, завоз грузов и оборудования осуществляются по временным зимним дорогам автомобильным транспортом. Перевозки рабочих вахт и обслуживающего персонала, завоз продуктов питания, срочных грузов производятся с помощью авиации (вертолеты Ми-8, Ми-6).

Линии электропередач на участке отсутствуют. Электроснабжение региона осуществляется от индивидуальных электростанций на дизельном топливе, электроснабжение промысла от ГПЭС, работающей на природном газе. Снабжение теплом осуществляется от котельных. Вид связи – радиосвязь (на м/р установлено оборудование сотовой и стационарной телефонной связи, интернет, видеоконференц-связь).

В геоморфологическом отношении большая часть Новопортовского месторождения представляет собой слабо всхолмленное плато, наклоненное к Обской губе. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 60 м до плюс 35 м.

Район представляет собой слабо приподнятую (50–80 м) полого-волнистую плоскую равнину. Рельеф территории характеризуется слабым и средним эрозионным расчленением. Глубина расчленения варьирует в пределах 10–25 м для террас. Линейное расчленение рельефа сильное - расстояние между соседними понижениями рельефа от 1,2 до 0,6 км. Равнина сложена, преимущественно, минеральными осадочными породами.

Гидрографическая сеть территории месторождения представлена малыми реками Нго-Яха, Сетная, Пяседайеха с их притоками, относящимися к Обскому водосбору.

Основным источником питания озер служат талые воды и в меньшей степени дождевые осадки; роль грунтовых вод очень незначительна.

Все реки в зимний период промерзают. Ледяной покров на реках, озерах и Обской губе устанавливается в середине октября; вскрытие рек происходит в июне.

Развитие многолетней мерзлоты, короткое и прохладное лето, относительно плоский рельеф и высокая влажность воздуха обуславливают, даже при небольшом количестве атмосферных осадков, прогрессирующее заболачивание территории и обилие застойных озер. На всех элементах рельефа широко развиты относительно небольшие термокарстовые озера площадью в несколько квадратных километров и менее. Озеро Палыт-То, расположенное в северной части месторождения, имеет площадь 15,4 км², оз. Малыто (площадь акватории – 0,90 км²), оз. Луцато (площадь акватории – 1,45 км²).

Климат района субарктический. Зима продолжительная, с полярной ночью и низким уровнем суточных температур. Очень часто дуют ветры большой силы, вызывающие метели и пурги. Влажность воздуха высокая, частыми являются туманы. Лето короткое и прохладное с преобладанием пасмурной погоды.

Среднегодовая амплитуда температуры воздуха – 42,9 °С (Новый Порт). Среднегодовая температура, зафиксированная по данным наблюдений 1965-1990 гг. минус 9,4 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха приходится на январь и составляет – 50 °С; абсолютный максимум температуры приходится на июль и составляет +28 °С.

Летом осадки выпадают в виде длительных морозящих дождей, иногда со снегом уже в августе и сентябре. Число дней с осадками в году – 166. Из них около 65 дней приходится на дождь. Летние грозы случаются не более четырех

раз в июне и августе. Период с туманами составляет около 60 дней. Однако туманы чаще не отличаются густотой (три - четыре балла с видимостью 1-2 км).

В целом за год преобладают южные, юго-западные и северо-западные ветры. Однако существуют весомые различия по сезонам вследствие перемены атмосферного давления: зимой наблюдается повторяемость ветров южных и юго-западных румбов, а летом - северных - и северо-западных. Наибольшее число безветренных дней приходится на март – апрель (до 14 %), наименьшее - на июнь (3 %). Максимальная повторяемость сильных ветров отмечена в октябре, минимальная - в июне. В холодный период года при наличии снежного покрова любое усиление ветра сопровождается метелью. Среднее годовое число дней с метелями составляет 80 дней. При особенно сильных ветрах метели достигают силы пурги, продолжающейся иногда в течение нескольких дней, что существенно сказывается на производстве буровых работ.

Устойчивый снежный покров образуется к началу октября. Число дней со снежным покровом - около 247 в году. Средняя высота снегового покрова - 27 см. Плотность снега в связи с сильными ветрами высокая. Разрушение устойчивого снегового покрова происходит обычно в начале июня. Полностью снег сходит к концу первой декады июня.

По геокриологическим условиям рассматриваемый район относится к Южно-Ямальской области, которая характеризуется сплошным по площади и в разрезе распространением многолетнемерзлых пород. Криогенные толщи имеют трехъярусное строение: сверху находится слой сезонно талых пород, достигающий мощности 0,4-0,7 м; ниже залегают многолетнемерзлые породы с ледяными включениями и температурой $-7,0^{\circ}\text{C}$; третий ярус составляют породы без включений льда, охлажденные ниже 0°C . Мощность многомерзлотных пород (ММП) составляет 300-350 м при мощности нижнего яруса охлажденных засоленных пород до 100-150 м. В пределах Новопортовского месторождения толщина ММП изменяется от 130 до 260 м.

Для месторождения характерным является водораздельный тип залегания ММП, температура которых изменяется от -3°C до -5°C . Мерзлые породы

представлены криолититами – льдистыми полимеральными породами, где лед выступает в качестве одного из минеральных компонентов.

По характеру растительности юго-восточная часть Ямала находится в тундровой зоне. На дренированных участках плоских междуречий развиты ерничково-лишайниково-моховые тундры, на холмах и их склонах преобладают ивняково-моховые тундры, в местах развития песчаных отложений – травяно-кустарниковые тундры.

Основу фауны полуострова Ямал составляют животные тундрового комплекса. Состав фауны южного Ямала относительно беден и включает 25 видов млекопитающих (отряды грызунов, насекомоядных, хищных, зайцеобразных, парнокопытных), 85 видов птиц (отряды воробьинообразных, ржанкообразных, гусеобразных, курообразных, совообразных, соколообразных и др.), один вид пресмыкающихся и два вида земноводных.

Группу охотничье-промысловых животных, представляющих хозяйственный интерес, образуют песец, заяц-беляк, горностай, ондатра, ласка.

Из пернатых важное значение принадлежит куропатке (тундряной и белой) и водоплавающим (различные виды уток и гусей).

В отношении различных полезных ископаемых район Новопортовского месторождения изучен слабо. Проведенные в 1966 году Тюменской КГРЭ отдельные маршруты в районе Нового Порта отражают низкие перспективы поисков сырья для производства строительных материалов. Другую оценку району дает Тюменская инженерно-геологическая экспедиция МГУ (Трофимов, 1972), выполнившая в 1969-1971 г.г. региональные инженерно-геологические исследования на полуострове Ямал. Согласно этим работам район южной половины Ямала перспективен для поиска месторождений глин, песков, гравийно-галечных пород и торфа, но их разработка связана со значительными материальными затратами и техническими сложностями, так как они приурочены к многолетнемерзлой толще пород.

Речная сеть территории Новопортовского месторождения принадлежит к бассейну Обской губы и относится к водосбору р. Сетная. Все водотоки, за исключением р. Сетная, относятся к категории малых рек.

Зимняя межень вследствие промерзания грунтов и истощения грунтового питания очень низкая, сток на большинстве небольших рек близок к 0. На р. Сетной зимние минимальные уровни и уровни летне-осенней межени мало отличаются друг от друга. Поэтому использование рек в качестве источника водоснабжения возможно лишь при регулировании их стока – создании технических водоемов – накопителей. По санитарно-бактериологическому составу воды озер не удовлетворяют требованиям ГОСТа «Вода питьевая». Потребление речной воды для хозяйственно-питьевых целей требует предварительной очистки.

Перспективным является использование в качестве источников водоснабжения буровых работ озерных вод. Заозеренность территории составляет около 7 %. Озера, не имеющие гидрологической связи с водотоками, как правило, безрыбные и, при условии достаточных объемов незамерзающей воды, выступают наиболее подходящим источником водоснабжения.

Район малонаселенный и труднодоступный для освоения. По общему числу жителей и плотности населения, район значительно уступает другим районам Крайнего Севера. Коренное население – ненцы, хозяйственная деятельность которых базируется на использовании обширных оленьих пастбищ, охотничьих и рыболовных угодий.

Современный статус территории месторождения определяется тем, что угодья площади активно используется для выпаса северных оленей, принадлежащих ТОО «Совхоз Ярсалинский».

Таким образом, территория района характеризуется следующими осложняющими факторами:

- суровые климатические условия;
- площадь практически сплошного распространения многолетнемерзлых пород;

- район является малонаселенным и труднодоступным для освоения, ближайший населенный пункт находится в 15 км от месторождения;
- полностью отсутствует дорожная сеть, завоз грузов и оборудования возможны только по временным зимним дорогам.

1.2 Краткая геологическая характеристика

Изучение геологического строения площади Новопортовского месторождения началось в 50-х годах прошлого века.

Разведка месторождения проходила в два этапа. На первом – открыты и разведаны залежи газа, конденсата и нефти в осадочном чехле, запасы которых утверждены в ГКЗ в 1970 г. Второй этап начался с 1980 г., когда в скв. № 107 установлена газоконденсатная залежь (южная) в палеозойских породах, т.е. сделано принципиально новое открытие для севера Западной Сибири.

В 1964-1965 гг. сейсморазведочные работы в районе месторождения проводили сейсмопартии №№ 17/64-65 и 55/65 ЯНГРТ. Партия № 17/64-65 выполнила сейсморазведку МОВ масштаба 1:100 000 по детализации сводовой части и юго-восточной периклинали Новопортовской структуры, охваченных предыдущими сейсморазведочными работами (с/п № 23/63-64) по сравнительно редкой сети сейсмопрофилей. Изучено также строение территории к юго-западу от Новопортовской структуры в пределах Байдарацкого мегапрогиба и северного окончания Щучьинского выступа, где выявлен Салетинский структурный нос.

После проведения поисково-разведочного бурения и открытия многопластового нефтегазоконденсатного месторождения с широким стратиграфическим диапазоном на площади работ проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ масштаба 1:100 000 (кратность 12). Съемками с/п 25/79-80, 25/80-81, 25/82-83 полностью покрыта площадь Новопортовского месторождения, изучено строение осадочного чехла и получена информация о структуре доюрского основания.

В период с 1990-1997 гг. на месторождении сп 25/91, 49/93-94, 23/95-96, 65/95-96, 26/96-97 отработана сеть сейсмических профилей способом общей глубинной точки с целью детализации выявленных залежей углеводородов. Уточнено геологическое строение юрско-меловых отложений и доюрского основания, построены сводные структурные карты, включающие все сейсморазведочные работы высокой кратности в пределах Новопортовского вала и восточного склона Южно-Ямальского мегавала, проведен динамический и палеоструктурный анализ. Установлено разделение новопортовской толщи на три крупных цикла: НП₁ - НП₄, НП₅ - НП₈, НП₉ - НП₁₂.

В дальнейшем площадь Новопортовского месторождения и прилегающие территории закрыты регулярной сетью сейсмических профилей МОГТ 2D, по которым получены разрезы с высокой кратностью (48) суммирования.

С целью уточнения геологического строения, выделения перспективных объектов и создания геологической модели на территории месторождения в течение нескольких сезонов 2001-2005 гг. сейсмической партией с/п 26 ОАО «Ямалгеофизика» проведены полевые сейсмические работы МОГТ 3D. Работы выполнялись поэтапно: в полевой сезон 2001-2002 гг. – объем работ составил 110 км², в полевой сезон 2002-2003 гг. – 150 км², в полевой сезон 2003-2004 гг. – 267 км², в полевой сезон 2004-2005 гг. – 89 км². В целом площадь работ 3D составляет 616 км². В первый полевой сезон применялась центральная симметричная система наблюдений «крест», которая при последующих работах была сменена на систему «зеркальный зигзаг». Кратность наблюдений составляла – 32; способ возбуждения – взрывной.

Геолого-геофизическая изученность сейсморазведочными работами, проведенными на Новопортовской площади, приведена на рисунке 2 и в таблице 1.

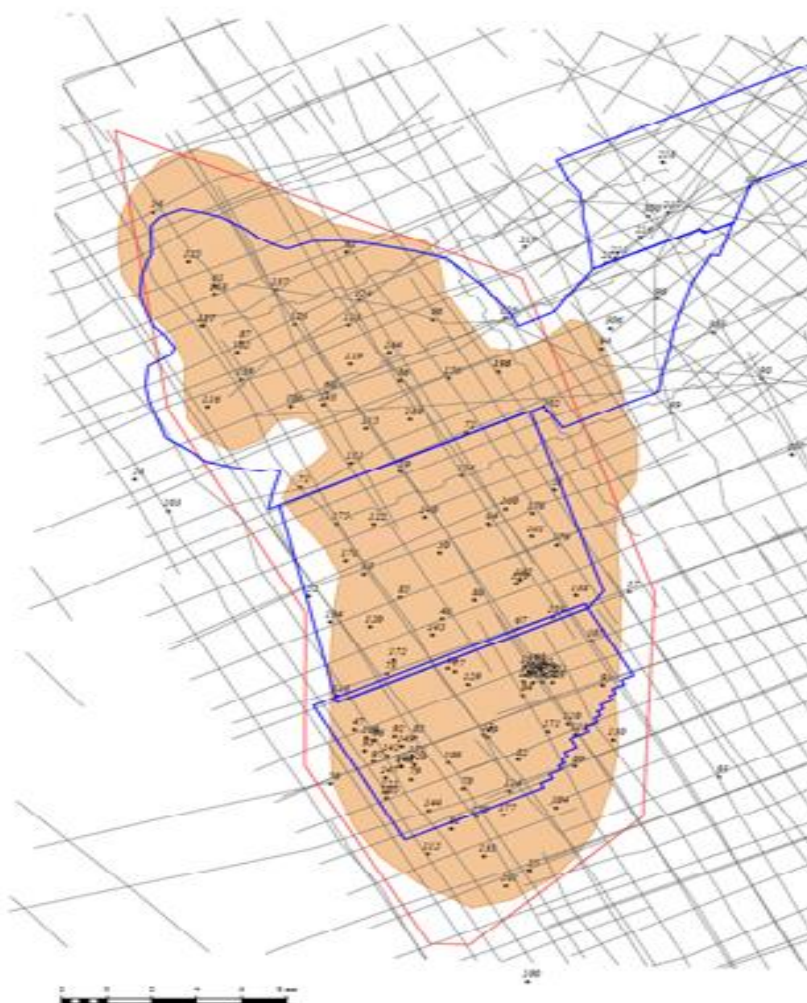


Рисунок 2 – Схема изученности Новопортовского месторождения сейсморазведочными работами [19]

В 2009 г. ЗАО «МИНЕРАЛ+» выполнил работу «Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов с целью построения трехмерной модели Новопортовского месторождения», уточнения строения залежей УВ сложных типов и подготовки моделей ловушек и залежей в отложениях юры и мела для планирования ГРП.

Таблица 1 – Геолого-геофизическая изученность Новопортовской площади сейсморазведочными работами [19]

Год проведения работ, наименование организации, авторы отчета, номер партии	Метод, масштаб, объем исследований	Основные результаты
---	------------------------------------	---------------------

1963-1964 гг. Сейсморазведочная партия № 23/63-64	МОВ ОГТ М 1:100 000	По гравиметрическим и магнитным данным выделен Новопортовский вал.
1964-1965 гг. ЯНГРТ, СП 17/64-65, СП 55/65	МОВ ОГТ М 1:100 000	Проведена детализация сводовой части и юго-восточной переклинали Новопортовской структур, изученных предыдущими сейсморазведочными работами.
1979-1980 гг. «Ямало-Ненецкий геофизический трест», Шипулин В.П. Новопортовская сп 25/79- 80	МОВ ОГТ М 1:100 000	Построены структурные карты по отражающим горизонтам Г (сеноман), М' (апт), Б (в.юра), Т ₂ (ср.юра), Т ₄ (подошва юры). Уточнено геологическое строение Новопортовской структуры, выявлен Южно-Ямальский приподнятый участок, выявлен ряд АТЗ. Рекомендуются бурение шести поисковых скважин, продолжение детализационных работ МОВ ОГТ в зонах АТЗ.
1980-1981 гг. ЯНГТ, Приемышев Н.Н., Северо-Новопортовская сп 25/80-81	МОВ ОГТ М 1:100 000	Уточнено геологическое строение северной переклинали Новопортовской структуры и Южно-Ямальского структурного носа по отложениям мела и юры. Построены структурные карты и схемы масштаб 1:100 000 по горизонтам Г, М', В', В, Т, Т ₂ , Т ₄ . Отмечено широкое распространение тектонических нарушений, обусловивших блоковое строение Тюменской толщи в северной части Новопортовской структуры.
1982-1983 гг. ПГО «Ямалгеофизика», Шипулин В.П. Заполярная ГЭ Восточно- Новопортовская сп 25/82- 83	МОВ ОГТ М 1:100 000	Центральная система с 12-кратным профилированием, вынос-30 м, шаг ПВ=120 м, шаг ПП=60 м, 48 каналов, метод возбужд. Взрывной, с/станция "ССЦ-3М". Построены структурные карты по отражающим горизонтам Г (сеноман), М' (апт), Б (в.юра), Т ₂ (ср.юра), Т ₄ (подошва юры). Уточнено геологическое строение северной переклинали Новопортовской структуры, выделен Южно-Ямальский структурный нос, в пределах которого намечено малоамплитудное поднятие.

В отличие от более южных районов Западной Сибири, где глубины неокомского палеобассейна были значительные - более 500 м, в пределах Новопортовской площади существовал сравнительно мелководный бассейн. Это обстоятельство выражается в отсутствии четкого деления клиноформных

комплексов на ундаформную, клиноформную и фондоформную части, что значительно затрудняет картирование песчаных тел. По существу, в пределах клиноформного комплекса наблюдается неразрывная толща отложений, в которой песчаные тела фиксируются практически на всем ее протяжении.

Корреляция пластов новопортовской толщи по комплексу ГИС – сейсморазведка осложняется наличием в пределах Новопортовской площади клина восточного падения. По мнению ряда специалистов, эта клиноформа считалась частью отложений новопортовской толщи, что приводило к путанице при прослеживании песчаных тел и выделении контуров залежей. По современным представлениям этот клин связан с наличием в северо-западной (Приуральской) части Западно-Сибирского бассейна глубоководной впадины, которую в раннем мелу заполнили преимущественно глинистые осадки, выделенные А.А. Неждановым в «медвежью» толщу. Источником сноса обломочного материала для отложений медвежьей толщи служил Урал.

Таким образом, клиноформа восточного падения объясняется выклиниванием отложений медвежьей толщи на отложения баженовской свиты, в начале раннего мела на территории Новопортовской площади существовал бассейн, в основании дна которого залежали, как верхние слои баженовской свиты, так и отложения медвежьей толщи. При таком положении выклинивание пластов новопортовской толщи происходило на комбинированную поверхность. Принципиальная схема строения отложений новопортовской толщи показана на рисунок 3.

Наибольшую сложность при корреляции продуктивных пластов с давних пор вызывают отложения новопортовской толщи. Как и любые пласты неокомского клиноформного мегакомплекса, песчаные тела новопортовской толщи нельзя коррелировать, опираясь лишь на данные бурения. Похожесть каротажных характеристик пластов зачастую свидетельствует не об идентичности пластов, а лишь о схожих фациальных обстановках, в которых накапливались эти отложения. Этому утверждению существует масса доказательств по различным районам Западной Сибири.

Наличие сейсморазведочных материалов МОВ ОГТ 3D позволило с большой степенью уверенности проследить по площади Новопортовского месторождения песчаные пласты новопортовской толщи. Всего по территории площади съемки 3D было прослежено 13 пластов неокомского комплекса (НП₁₋₁₀ и БЯ₂₂₋₂₄). За поверхность выравнивания при корреляции пластов НП и БЯ принята кровля тюменской свиты, уверенно опознающаяся как на сейсмических разрезах, так и на кривых каротажа. Следует обратить внимание, что отметки пластов по скважинам хорошо согласуются с проведенной корреляцией сейсмических отражающих горизонтов.

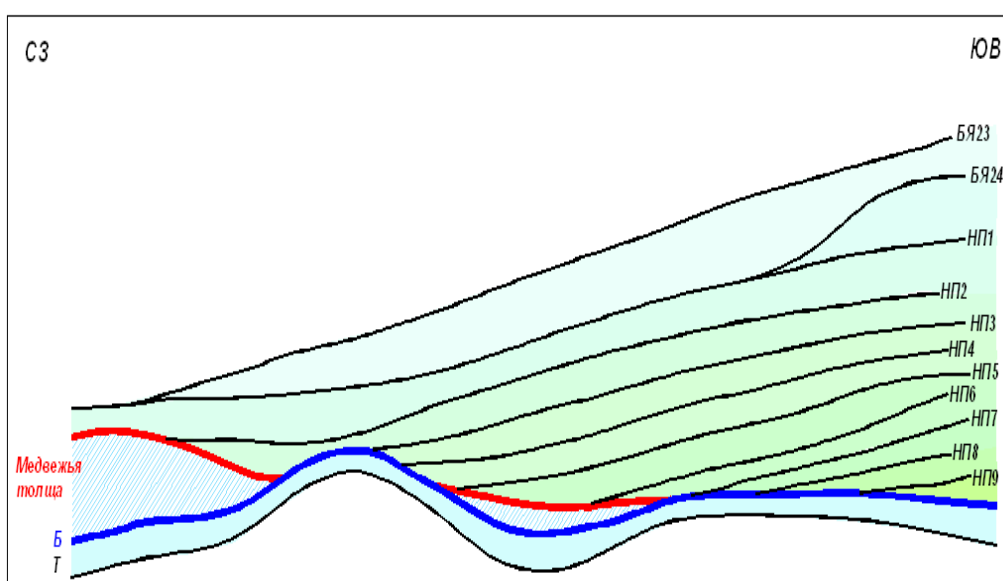


Рисунок 3 - Принципиальная схема строения отложений новопортовской толщи [19]

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Выбор технологического режима работы скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации. Технологически режимы работы наряду с типом скважин (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их число, и следовательно, наземную обвязку, а в конечном счете – капиталовложения в освоение месторождения при заданном отборе из залежи. Трудно найти такие проблемы при проектировании, которые бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как технологические режимы.

В определенной степени из-за особенностей физических параметров газа вопросу научно обоснованной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин не уделяется должное внимание, в отличие от других наукоемких проблем освоения газовых месторождений. В имеющихся проектах разработки газовых месторождений коэффициент эксплуатации скважин, хотя и принимается равным 0,7/0,83, фактически всегда очень близок к единице. Как правило, в проектах разработки в весьма обтекаемой форме отмечается, что необходимо изменить технологический режим эксплуатации скважин ежеквартально контролируется и пере утверждается, (даже в ОАО «Газпром»)

2.1 Характеристик и свойства газа и газоконденсата

2.1.1 Природный газ

Природный газ – это полезное ископаемое, смесь газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ.

Природный газ существует в газообразном, твердом или растворённом состоянии. В первом случае – в газообразном состоянии – он широко распространен и содержится в пластах горных пород в недрах Земли в виде газовых залежей (отдельных скоплений, заключенных в «ловушке» между осадочными породами), а также в нефтяных месторождениях в виде газовых

шапок. В растворённом состоянии он содержится в нефти и воде. В твердом состоянии он встречается в виде газовых гидратов (т.н. «горючий лёд») – кристаллических соединений природного газа и воды переменного состава. Газовые гидраты – перспективный источник топлива.

При нормальных условиях (1 атм. и 0 °С) природный газ находится только в газообразном состоянии. Является самым чистым видом органического топлива. Но для того, чтобы использовать его в качестве топлива из него выделяют его составляющие для отдельного использования.

Природный газ представляет собой легковоспламеняющуюся смесь различных углеводородов и примесей. Это газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов. Природным он зовется, потому что не является синтетическим. Газ рождается под землей в толще осадочных пород из продуктов разложения органики.

Природный газ распространен в природе гораздо шире, чем нефть. Не имеет ни цвета, ни запаха. Легче воздуха в 1,8 раза. Горюч и взрывоопасен. При утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх. Характерный запах газа, используемого в быту, обусловлен одорацией – добавлением в его состав одорантов, то есть неприятно пахнущих веществ. Самый распространенный одорант – этантиол, его можно почувствовать в воздухе при концентрации 1 на 50 000 000 частей воздуха. Именно благодаря одорации можно легко устанавливать утечку газа.

Существует две теории происхождения природного газа: биогенная (органическая) теория и абиогенная (неорганическая, минеральная) теория.

Впервые биогенную теорию происхождения природного газа в 1759 году высказал М.В. Ломоносов. В далеком геологическом прошлом Земли погибшие живые организмы (растения и животные) опускались на дно водоемов, образуя илистые осадки. В результате различных химических процессов они разлагались в безвоздушном пространстве. Из-за движения земной коры эти остатки опускались все глубже и глубже, где под действием высокой

температуры и высокого давления превращались в углеводороды: природный газ и нефть. Низкомолекулярные углеводороды (т.е. собственно природный газ) образовывался при более высоких температурах и давлениях. Высокомолекулярные углеводороды – нефть – при меньших. Углеводороды, проникая в пустоты земной коры, образовывали залежи месторождений нефти и газа. Со временем эти органические отложения и залежи углеводородов уходили глубоко вниз на глубину от одного километра до нескольких километров – их покрывали слои осадочных пород либо под действием геологических движений земной коры.

Минеральную теорию происхождения природного газа и нефти сформулировал в 1877 году Д.И. Менделеев. Он исходил из того, что углеводороды могут образовываться в недрах земли в условиях высоких температур и давлений в результате взаимодействия перегретого пара и расплавленных карбидов тяжелых металлов (в первую очередь железа). В результате химических реакций образуются окислы железа и других металлов, а также различные углеводороды в газообразном состоянии. При этом вода попадает глубоко в недра Земли по трещинам-разломам в земной коре. Образовавшиеся углеводороды, находясь в газообразном состоянии, в свою очередь по тем же трещинам и разломам поднимаются вверх в зону наименьшего давления, образуя в конечном итоге газовые и нефтяные залежи. Данный процесс, по мнению Д.И. Менделеева и сторонников гипотезы, происходит постоянно. Поэтому, уменьшение запасов углеводородов в виде нефти и газа человечеству не грозит.

Химический состав добываемого природного газа различается в зависимости от месторождения. В любом случае основным и ценным компонентом является метан (CH_4), содержание которого составляет от 70 до 98 %. В состав добываемого газа входят как углеводородные компоненты (метан CH_4 и его гомологи: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} , гептан C_7H_{16} , октан C_8H_{18} , нонан C_9H_{20} , декан $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ и т.д. вплоть до доказана

$C_{22}H_{46}$), так и углеводородные компоненты (Ar, H_2 , He, N_2 , H_2S , водяные пары – H_2O , CO, CO_2 и пр. серосодержащие соединения и инертные газы). Природный газ также содержит следовые количества других компонентов. Углеводороды, начиная с этана, считаются тяжёлыми. Они образуются только в процессе образования нефти и также называются специфическими «нефтяными» газами. Они являются обязательным спутником нефти. Их наличие в отобранных пробах свидетельствует о залежах нефти.

Виды природного газа сухой, бедный, тощий, жирный и сырой газы. Качество газа как топлива, как энергоносителя зависит от содержания в нем метана. По содержанию в добываемом газе метана и тяжёлых углеводородов различают сухие (бедные, тощие) и жирные (сырые, богатые) газы.

Сухой, бедный или тощий газ – это природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся резким преобладанием в его составе метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким – остальных тяжёлых углеводородов. Он более характерен для чисто газовых залежей.

Жирный или сырой газ – природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся повышенным содержанием (свыше 15 %) тяжёлых углеводородов, начиная от пропана C_3H_8 и выше. Такой состав газов характерен для газоконденсатных и нефтяных месторождений.

В качестве примера для наглядности ниже в таблице 2 приведен состав сухого и сырого газа.

Таблица 2 – Компонентный состав сырого и сухого газа [7]

Состав	Сухой газ*, % объема	Сырой газ*, % объема
Метан	86,3	36,8
Этан	9,6	32,6
Пропан	3,0	21,1
Бутан	1,1	5,8
Пентан	–	3,7

* В таблице приведен один из примеров. Реальный состав газов в добываемом природном газе из конкретного месторождения может существенно отличаться от приведенного примера.

Поэтому для углеводородного состава газов применяется понятие «коэффициент сухости», которое представляет собой отношение процентного содержания метана CH_4 к сумме его гомологов (этану C_2H_6 и выше).

ГОСТом 30319.1-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения» установлены следующие требования к химическому составу природного газа, транспортируемого по газотранспортным системам, указаны в таблице 3.

Таблица 3 - Методы расчета физических свойств природного газа [7]

Компоненты природного газа	Диапазоны молярных долей компонентов
Метан	$0,7 \leq X_{\text{CH}_4} < 1,0$
Этан	$X_{\text{C}_2\text{H}_6} \leq 0,10$
Пропан	$X_{\text{C}_3\text{H}_8} \leq 0,035$
Бутаны в сумме	$X_{\text{C}_4\text{H}_{10}} \leq 0,015$
Пентаны в сумме	$X_{\text{C}_5\text{H}_{12}} \leq 0,005$
Гексан	$X_{\text{C}_6\text{H}_{14}} \leq 0,001$
Азот	$X_{\text{N}_2} \leq 0,20$
Диоксид углерода	$X_{\text{CO}_2} \leq 0,20$
Остальные компоненты	Молярные доли не должны превышать суммарно 0,0025

Компоненты и составляющие природного газа: Метан (CH_4) – это бесцветный газ без запаха. Легче воздуха. Горюч и взрывоопасен. Представляет опасность для здоровья человека. Этан (C_2H_6) – бесцветный газ, без запаха и вкуса. Тяжелее воздуха. Горюч и взрывоопасен. Не используется как топливо. Малотоксичен. Представляет опасность для здоровья человека. Пропан (C_3H_8) – бесцветный газ, без запаха. Ядовит. В отличие от метана сжижается при комнатной температуре и сравнительно невысоком давлении (12-15 атм), что

позволяет его легко хранить и транспортировать. **Бутан** (C_4H_{10}) – бесцветный газ, со специфическим запахом. Ядовит. Вдвое тяжелее воздуха. Пентан (C_5H_{12}) имеет три изомера (нормальный пентан, изопентан и неопентан). Нормальный пентан и изопентан – легколетучие подвижные жидкости с характерным запахом. Неопентан – бесцветный газ с характерным запахом. Горюч и взрывоопасен. Токсичен. Гексан (C_6H_{14}) – бесцветная жидкость со слабым запахом, напоминающим дихлорэтан. Горюч и взрывоопасен. Токсичен. Азот (N_2) – бесцветный газ, без запаха и вкуса. Весьма инертен. Является основным компонентом воздуха – 78,09 % объёма. Аргон (Ar) – газ без цвета, вкуса и запаха. Инертен. В 1,3 раза тяжелее воздуха. Не горит. Представляет опасность для здоровья человека. Водород (H_2) – лёгкий бесцветный газ, без вкуса и запаха. В смеси с воздухом или кислородом горюч и взрывоопасен. Легче воздуха. Гелий (He) – очень лёгкий газ без цвета, вкуса и запаха. Легче воздуха. Инертен, при нормальных условиях не реагирует ни с одним из веществ. Не горит. Представляет опасность для здоровья человека. Сероводород (H_2S) – бесцветный газ со сладковатым вкусом, с характерным неприятным запахом (тухлых яиц, тухлого мяса). Ядовит. Горюч и взрывоопасен. Тяжелее воздуха. Углекислый газ (CO_2) – бесцветный газ, почти без запаха (в больших концентрациях с кислотным «содовым» запахом). Не горит. Тяжелее воздуха в 1,5 раза. Представляет опасность для здоровья человека. Физические свойства природного газа указаны в таблице 4.

Таблица 4 - Физические свойства природного газа [7]

Наименование параметра	Значение
Внешние признаки	без цвета, запаха и вкуса
Плотность, $кг/м^3$:	
Сухой газообразный	от 0,68 до 0,85
Жидкий	400
Температура самовозгорания, $^{\circ}C$	650
Взрывоопасные концентрации смеси газа с воздухом, % объёмных	от 4,4 до 17

Удельная теплота сгорания, МДж/м ³	28-46
Удельная теплота сгорания, Мкал/м ³	6,7-11
Удельная теплота сгорания, кВт·ч/м ³	8-12
Октановое число при использовании в двигателях внутреннего сгорания	120-130
Легче воздуха в 1,8 раза. При утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх.	

Добыча природного газа. Залежи природного газа находятся глубоко в земле, на глубине от одного до нескольких километров. Поэтому, чтобы добыть его необходимо пробурить скважину. Самая глубокая скважина имеет глубину более 6 километров.

В недрах Земли газ находится микроскопических пустотах – порах, которыми обладают некоторые горные породы. Поры соединены между собой микроскопическими каналами – трещинами. В порах и трещинах газ находится под высоким давлением, которое намного превышает атмосферное. Природный газ движется в порах и трещинах, поступая из пор с высоким давлением в поры с более низким давлением.

При бурении скважины газ вследствие действия физических законов полностью поступает в скважину, стремясь в зону низкого давления. Таким образом, разность давления в месторождении и на поверхности Земли является естественной движущей силой, которая выталкивает газ из недр.

Газ добывают из недр земли с помощью не одной, а нескольких и более скважин. Скважины стараются разместить равномерно по всей территории месторождения для равномерного падения пластового давления в залежи. Иначе возможны перетоки газа между областями месторождения, а также преждевременное обводнение залежи.

Так как добытый газ содержит множество примесей, то его сразу же после добычи очищают на специальном оборудовании, после чего транспортируют потребителю.

2.1.2 Газовый конденсат

Газовый конденсат – это полезное ископаемое, жидкая смесь тяжелых углеводородов, выделяемых из природного газа при их добыче на газоконденсатных месторождениях либо из попутного нефтяного газа при добыче нефти из нефтяных месторождений.

Внешне, как правило, газовый конденсат представляет собой прозрачную бесцветную жидкость. Из-за этого он получил название «белая нефть». Иногда газовый конденсат приобретает слабую окраску от соломенно-жёлтого до жёлто-коричневого цвета, что обусловлено наличием примесей нефти, тяжелых углеводородов.

Газовый конденсат всегда присутствует в месторождениях природного газа. Как известно, природный газ представляет собой смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов. Причем первые представлены метаном CH_4 и его гомологами: этаном C_2H_6 , пропаном C_3H_8 , бутаном C_4H_{10} , пентаном C_5H_{12} , гексаном C_6H_{14} , гептаном C_7H_{16} , октаном C_8H_{18} , нонаном C_9H_{20} , деканом $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ и т.д. вплоть до доказана $\text{C}_{22}\text{H}_{46}$. Газовый конденсат представляет собой смесь тяжелых углеводородов, начиная от пентана C_5H_{12} и выше.

Пентан имеет три изомера: нормальный пентан, изопентан и неопентан. Два изомера пентана (нормальный пентан и изопентан) в нормальных условиях легколетучие подвижные жидкости. Неопентан же – газ. Последующие углеводороды (начиная от гексана C_6H_{14} и выше) в нормальных условиях все являются жидкостями.

В газовых и газоконденсатных залежах тяжелые углеводороды существуют в газообразном состоянии. Это обусловлено высоким давлением (от 10 до 60 МПа) и высокой температурой в газовых пластах. После бурения скважины в пласте происходит падение температуры и давления. Если снижение давления и температуры происходит ниже точки росы тяжелые углеводороды (от C_5H_{12} и выше) конденсируются.

Концентрация в добываемом природном газе газового конденсата может достигать от 5 г/м³ до 1000 г/м³. Все зависит от качества природного газа, от коэффициента его сухости. Сухой природный газ содержит очень малое

количество примесей газового конденсата, сырой (жирный) – больше – свыше 15 %.

Также на концентрацию газового конденсата в природном газе влияют показатели температуры и давления до начала конденсации. Чем они больше, тем больше углеводородов может быть растворено в добываемом природном газе.

В пласте могут находиться т.н. «нефтяные оторочки», т.е. части залежи, содержащие нефть, газ и конденсат. Нефтяные оторочки не только увеличивают концентрацию конденсата в добываемом газе, но и добавляют в состав газового конденсата высокомолекулярные жидкие компоненты нефти.

Отличие газового конденсата от нефти – отсутствие в нем смолистых веществ и асфальтенов. Можно сказать, что газовый конденсат – это по сути легкая нефть.

Требования ГОСТ к составу газового конденсата. Газовый конденсат стабильный подразделяется на группы 1 и 2 по содержанию хлористых солей, сернистых соединений КГС в соответствии с таблицей, приведенной ниже.

ГОСТом Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия» установлены следующие требования к стабильному газовому конденсату указаны в таблице 5ю

Таблица 5- Технические условия газоконденсата [7]

Наименование показателя:	Значение для группы:	
	1	2
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более*	66,7 (500)	
Массовая доля воды, %, не более	0,5	
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300
Массовая доля серы, %***	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более***	20	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме,	40	100

млн ⁻¹ (ppm), не более*** (****)		
Плотность: при 20 °С, кг/м ³ ;	Не нормируют. Определение обязательно	
при 15 °С, кг/м ³	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Выход фракций, % до температуры, °С:**** 100 200 300 360	Не нормируют. Определение обязательно	
Массовая доля парафина, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Массовая доля хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	

* По согласованию с потребителями допускается выпуск стабильный газовый конденсат давлением насыщенных паров не более 93,3 (700) кПа (мм рт.ст.).

** Если хотя бы по одному из показателей стабильный газовый конденсат относят к группе 2, а по другим – к группе 1, то стабильный газовый конденсат признают соответствующим группе 2.

*** Данные показатели определяют по требованию потребителя только для конденсатов с содержанием сернистых соединений (в пересчете на серу) более 0,01% массовых.

**** Для организаций, перерабатывающих сернистое сырье и введенных в эксплуатацию до 1990 г., допускается по согласованию с потребителями и транспортными компаниями превышение значения по показателю массовой доли метил- и этилмеркаптанов для стабильного газового конденсата группы 2 до 300 млн⁻¹ (ppm) и по показателю выход фракций для стабильного газового конденсата группы 2 до 3000 млн⁻¹ (ppm).

2.2 Факторы, влияющие на технологические режимы эксплуатации газовых скважин

Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в соответствии с технологическим режимом их работы, установленным при проектировании и разработке месторождений. Как правило технологические режимы эксплуатации скважин разрабатываются на годы в перед для конкретных скважин при разведке и разработке месторождений.

Технологический режим работы скважин устанавливается на основании материалов, накопленных при поиске, разведке и эксплуатации месторождения, путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, геофизических и лабораторных исследований свойств газоносных коллекторов и содержащихся в них газов, воды и конденсата.

Правильность выбранного технологического режима работы скважин в значительной степени зависит от количества и качества накопленной информации. Перечень факторов, влияющих на технологический режим, настолько велик, что затрудняет полный их учет при практических расчетах, причем некоторые из них не поддаются регулированию или теоретически недостаточно разработаны для практического использования.

В целом имеющиеся теоретические и практические исследования позволяют выделить некоторые основные факторы, по которым устанавливают технологический режим работы скважин с учетом имеющейся информации о залежи.

Как правило, на каждом конкретном месторождении можно выделить один определяющий фактор, по которому устанавливается технологический режим работы скважин. В отдельных случаях при выборе технологического режима возможны варианты одновременного учета двух и более определяющих факторов. Наиболее существенные факторы, влияющие на выбор технологических режимов, следующие:

Устойчивость газоносных пластов к разрушению.

Наличие на забое скважины столба жидкости или песчаной пробки.

Наличие подошвенной воды.

Одновременный приток подошвенной воды и газа в скважину.

Температура пласта, окружающей ствол скважины среды, гидратообразования.

Наличие агрессивных компонентов в составе газа при различных концентрациях, давлениях, температурах и скоростях потока.

Многопластовость месторождения с учетом характеристики отдельных пластов, перемычек между ними, наличия или отсутствия гидродинамической связи между этими пластами, их режимов, состава газа в них, условий залегания и вскрытия их одним фильтром, запасов газа, близости контурных и подошвенных вод и др.

2.3 Условия, ограничивающие дебит

Условия, ограничивающие дебит, условно разделены на геологические, технологические, технические и экономические.

Геологические условия могут привести к разрушению пласта в призабойной зоне и образованию языков и конусов обводнения. В рыхлых, слабосцементированных пластах при высоких скоростях газа на забое и больших депрессиях происходит разрушение пласта и вынос на забой твердых частиц. Возникает опасность обвала кровли пласта, а выносимая порода разрушит оборудование скважины и промысловые установки. При исследованиях скважины достаточно точно определяют депрессию и дебит, выше которых происходит разрушение пласта. Эти дебит и депрессию называют максимально допустимыми. Если дебит и депрессия превышают максимально допустимые, эксплуатировать скважину запрещается.

Технологические условия состоят в необходимости поддерживать на устье давление, достаточное для внутрипромысловой транспортировки продукции скважины, создания определенных условий сепарации и подачи газа в газопроводы. Кроме того, стремятся регулировать давление и температуру в стволе скважины в таких пределах, чтобы не образовывались гидраты. На забое

необходимо поддерживать довольно высокие скорости (2-10 м/с), чтобы обеспечить вынос из скважины жидкости и твердых частиц.

Технические условия заключаются в опасности смятия колонн горным внешним давлением при снижении давления внутри скважины. Если превысить давление внутри труб выше их прочностных характеристик, трубы могут разорваться. Вибрация оборудования при высоких дебитах приводит к разрушению скважины. Поэтому запрещена эксплуатация скважин при вибрации оборудования. Вечномерзлые породы на месторождениях Севера могут оттаивать при нагревании стенок потоком газа. Требуются такие технические мероприятия, как изоляция. Бывает экономически целесообразно снизить дебит летом или уменьшить потери давления в скважине и использовать это давление для сепарации и подачи газа в газопровод.

Режим постоянной депрессии $\Delta p = p_{пл} - p_3 = \text{const}$ устанавливают при опасности образования конуса или языков обводнения, а также разрушения пласта.

Режим постоянного градиента давления на стенке забоя $(dp/dr)_r = R_c = \text{const}$ устанавливают для скважин, вскрывших рыхлые, неустойчивые породы, которые разрушаются при градиенте выше установленного при исследовании скважины. Нередко для удобства регулирования этот режим заменяют режимом постоянной депрессии.

Режим постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта $w_3 = \text{const}$ устанавливают при разрушении пласта.

Режим постоянного забойного давления $p_3 = \text{const}$ устанавливают при частом пробкообразовании и засорении призабойной зоны, когда освоение скважины сопровождается движением массы рыхлой породы. Этот режим устанавливают также, чтобы на забое не выделялся из газа конденсат или в стволе скважины не образовывались гидраты.

Режим постоянного дебита $Q = \text{const}$ применяется чаще других, так как удобен для регулирования. Режим обеспечивает заданную добычу из месторождения при имеющемся числе действующих скважин. Для каждой

скважины дебит назначается индивидуально с учетом всех ограничивающих факторов. При этом режиме депрессия во времени увеличивается, поэтому, когда она достигнет предельно допустимой, дебит скважины приходится уменьшать.

Режим постоянного давления на устье скважины $p_y = \text{const}$ устанавливается для обеспечения подачи газа в газопровод или на прием ПДКС, а также для поддержания заданной температуры сепарации при дросселировании газа.

Оператор должен знать, какой технологический режим, исходя из какого ограничивающего фактора, задан на каждой обслуживаемой скважине.

3 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЙ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА НОВОПОРТОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений стремятся получить максимально возможный дебит каждой скважины, что способствует уменьшению числа добывающих скважин и улучшению экономических показателей разработки месторождения. Однако следует отметить, что в уже эксплуатирующихся скважинах регулирование дебитов газа возможно лишь в результате изменения диаметров фонтанных труб и газопроводов, совершенствования конструкции забоя и проведения мероприятий технологического характера.

3.1 Выбор технологического режима работы газовых скважин

Под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин подразумеваются условия, при которых обеспечиваются наибольшие дебиты газа и конденсата с учетом их ограничивающих факторов и требований правил охраны недр и техники безопасности.

Различают фактический и расчетный технологический режим.

Фактический технологический режим устанавливает геологическая служба ежеквартально или раз в полгода в соответствии с данными проекта, результатами исследования, опыта эксплуатации.

Расчетный технологический режим определяют при составлении проектов разработки на много лет вперед. При составлении проекта разработки определяют изменение дебита, забойного и устьевого давлений во времени в зависимости от добычи газа в целом по месторождению.

Существует шесть технологических режимов

- 1)Режим постоянного градиента давления
- 2)Режим постоянной депрессии
- 3)Режим постоянного дебита

4) Режим постоянного забойного давления

5) Режим постоянного давления на головке скважины

6) Режим постоянной скорости при забое

Расчеты технологического режима производят для трех случаев:

1) Когда задана зависимость отбора газа во времени, т.е. $Q_r = Q_r(t)$; (1)

2) Когда отбор газа постоянный $Q_r = const$; (2)

3) Для периода падающей добычи при постоянном числе скважин, т.е. $n = const$:

Режим постоянного градиента давления ($\square = const$) характерен для условий разработки, приуроченной к относительно неплотным породам, способным разрушаться при высоких отборах газа из скважины. При этом должно

соблюдаться условие: $\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=R_c} = const$. (3)

Классификация пород по Шахназарову А. А.:

1) Неустойчивые породы при размокании приходят в состояние текучести, разрушаются при ψ до 0,5 МПа/м; (4)

2) Слабо устойчивые породы $0,5 < \psi < 10$ МПа/м; (5)

3) Средне устойчивые породы $10 < \psi < 15$ МПа/м; (6)

4) Устойчивые породы, не разрушаются при $\psi > 15$ МПа/м. (7)

Значение градиента давления определяют для начального дебита, при котором еще не наблюдается разрушения породы:

$$\psi = A_0 \frac{Q_{\pi}}{P_{\pi}} + B_0 \frac{Q_{\pi}^2}{P_{\pi}^2} \quad (8)$$

где A_0, B_0 – коэффициенты, определенные для скважин совершенных по степени и по характеру вскрытия.

$$A_0 = \frac{a}{2R_c \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad B_0 = \frac{b}{R_c^2 \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)} \quad (9) \quad (10)$$

Режим постоянной депрессии. $\square P = P_n - P_3 = const$

Этот режим используют в тех же случаях, что и режим постоянного градиента.

Режим постоянного дебита – Этот режим удобен с точки зрения осуществления на практике. Он применяется для крепких коллекторов до тех пор, пока градиент давления не достигнет опасного значения.

Режим постоянного забойного давления применяют в тех случаях, когда нежелательно дальнейшее снижение забойного давления, например, в случаях выпадения конденсата на забое скважины.

Режим постоянного давления на головке скважины является разновидностью режима $P_3 = \text{const}$, более удобным для осуществления на практике. Он применяется в бескомпрессорный период эксплуатации, для поддержания в газопроводе постоянного давления, а также для осуществления низкотемпературной сепарации.

$C = \frac{Q}{P_3} = \text{const}$

Режим постоянной скорости на забое (11)

применяется в случаях, если происходит разрушение коллектора, а также в случае большого выноса с забоя скважины твердых частиц и прискважинное оборудование не в состоянии эффективно очистить струю газа.

3.2 Обоснование методов поиска оптимальных режимов работы скважин.

Для выбора критериев технологического режимы работы скважин сначала следует установить определяющий фактор или группу факторов для обоснования режима эксплуатации проектных скважин. При этом необходимо иметь сведения о наличии подошвенной воды, многослойности залежи и наличии гидродинамической связи между пластами, параметре анизотропии, наличии литологических экранов по площади залежи, близости контурных вод, запасах и проницаемости маломощных высокопроницаемых пропластков (суперколлекторов), устойчивости пропластков, придельных градиентах, с которых начинается разрешение пласта, давлении и температурах в системе

«пласт-УКПГ», изменение свойств газа и жидкости в зависимости от давления, обвязке и условиях осушки газа и т.п. Если с учетом необходимых исходных данных, полученных по комплексу исследовательских работ и данных опытной эксплуатации скважин, установлен определяющий фактор, то выбор критерия должен быть следующим.

3.2.1 Режим постоянного градиента

Режим постоянного градиента на стенке скважины следует выбрать, если пласт неустойчивый или слабоустойчивый и происходит разрушение призабойной зоны при повышении некоторого значения градиента давления. Величина градиента, исключающего разрушения призабойной зоны, определяется двумя способами: специальным исследованием скважины с целью определения зависимости dp/dR и количеством выносимого из скважины песка, естественно путем обеспечения выноса песка из забоя соответствующей конструкцией; изучением образцов породы в лабораторных условиях на разрушение. Однако отбор проб образцов породы в условиях неустойчивости практически невозможен и поэтому остаются только промысловые исследования на разрушение и вынос пород.

Как правило, разрушение породы в зависимости от устойчивости пласта происходит начиная с некоторого значения градиента. Если пласт неустойчив к разрушению, то разрушение начинается при любом градиенте. Так, например, пласты сеноманских залежей разрушаются практически при любом градиенте давления. В таких случаях для проектировщика главным становится выбор значения градиента давления. Однако во всех проектах месторождений севера в сеноманских отложениях вместо градиента в качестве критерия использованы постоянные депрессии на пласт. Такой подход к выбору критериев показывает, что проектировщики не совсем понимают разницу между депрессией на пласт и градиентом давления в пласте. Градиент давления при одной и той же депрессии на пласт может быть неодинаковым и зависит от свойств пористой среды и фильтрующегося в ней флюида (рис. 4). Как видно из рис. 4,

максимальный градиент давления приходится на зону, примыкающую к стенке скважины. Это означает, что если у стенки скважины обеспечивается устойчивость породы путем выбора соответствующего градиента давления, то за пределами этой зоны устойчивость к разрушению тем более будет обеспечена. Поэтому при обосновании режима необходимо построить для скважин по известным данным о параметрах пласта и газа зависимость градиента давления от радиуса зоны дренирования и установить величину Δp_1 для выбранного AR_1 , где $0,1 < AR < 0,5$ м, а затем сопоставить величину полученного градиента давления с табличными градиентами, установленными как предельные, превышение которых приводит к разрушению.

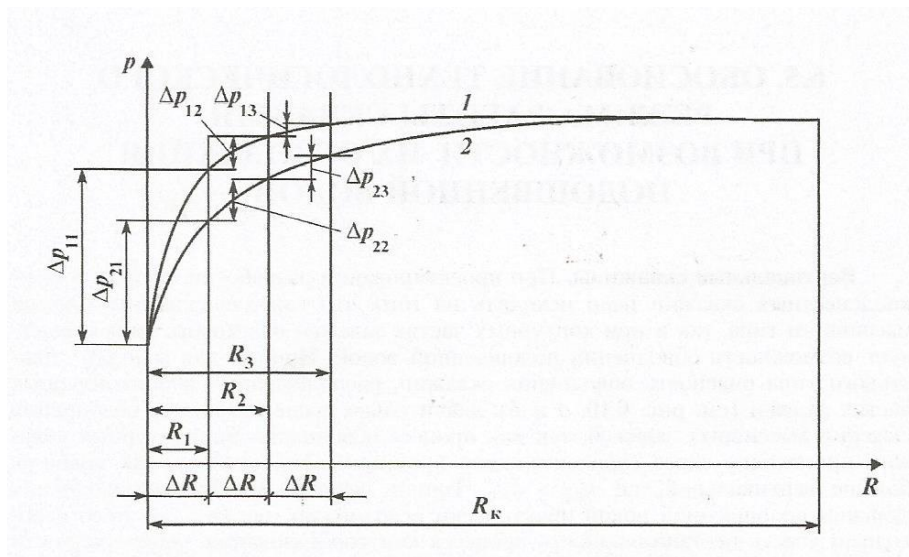


Рисунок 4 - Определение градиента давления в пластах с различными проницаемостями [12]

Табличные значения предельно допустимых величин градиента давления, определенные различными исследователями, отличаются друг от друга для одних и тех же по устойчивости пород. Если у проектировщика по проектируемому месторождению будут более достоверные данные о величине допустимого градиента, то необходимо воспользоваться этими данными.

Предельно допустимые градиенты давления в породах с различной устойчивостью, рекомендованные в работе [104], приведены ниже:

$dp/dR < 0,005$ МПа/см — в неустойчивых коллекторах;

$0,005 < dp/dR < 0,01$ в слабоустойчивых коллекторах;
 $0,01 < dp/dR < 0,1$ в среднеустойчивых к разрушению коллекторах;
 $0,10 < dp/dR < 0,15$ МПа/см — в устойчивых к разрушению коллекторах;
 $dp/dR > 0,15$ МПа/см — в высокоустойчивых, неразрушающихся коллекторах.

Крайне важно при обосновании технологического режима работы скважин, исходя из условий разрушения призабойной зоны пласта, установить характер зависимости количества твердых примесей в газе при различных градиентах давления и его изменение во времени при постоянном градиенте давления в пласте. Следует подчеркнуть, что связь градиента давления с количеством разрушающейся породы по месторождениям севера Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в сеноманских отложениях до настоящего времени не установлена. К сожалению, до настоящего времени ни на одном из действующих крупных газовых месторождений не установлена с высокой достоверностью связь между депрессией и количеством твердых примесей в газе. При обосновании режима работы скважин должно быть выбрано только определенное значение градиента давления, если разрушение призабойной зоны начинается практически при минимальной его величине. Естественным, что чем меньше градиент давления, тем меньше дебит и тем больше число скважин для обеспечения заданного отбора газа из месторождения. Поэтому при проектировании следует допускать возможность разрушения призабойной зоны из-за необходимости установления приемлемого дебита проектных скважин. Такой принцип заложен в большинстве действующих проектов сеноманских залежей газа, хотя абсолютная величина депрессии с количеством продукта разрушения не увязана до настоящего времени.

В условиях разрушения призабойной зоны при любом градиенте давления интенсивность разрушения и выноса породы, производительность проектных скважин, выход из строя скважинного оборудования и число

скважин должны рассматриваться с учетом как гидродинамики процесса, так и экономических показателей себестоимости добычи газа при различных количествах продуктов разрушения призабойной зоны и дебитах скважин.

Следует иметь в виду, что критерий в виде градиента давления в наименьшей степени изменчив в процессе разработки. Изменение градиента происходит только на поздней стадии разработки, при обводненных скважинах и после ремонта скважин. При режиме эксплуатации скважин с постоянным градиентом давления происходит изменение радиуса скважины, если скважина эксплуатируется с выносом, но эти изменения не влияют на дебит скважины, так как они незначительны.

3.2.2 Режим постоянной депрессии

Режим постоянной депрессии на пласт следует использовать, если существует возможность деформации пласта, приводящей к ухудшению проницаемости призабойной зоны, или обводнения скважины подошвенной водой.

Если в результате создаваемой депрессии на пласт опасность обводнения не существует, то величину Δp следует определить из зависимости между дебитом скважины и депрессией на пласт (рисунок 5), построенной по данным исследования скважин методом установившихся отборов. На рис. 6.2 показаны три наиболее типичные зависимости дебита от депрессии на пласт: кривая 1, когда происходит практически линейный рост дебита от депрессии, что обычно имеет место в высокопродуктивных залежах, как например в скважинах, вскрывших сеноманскую залежь; кривая 2, когда, начиная с некоторой величины депрессии на пласт, происходит ухудшение фильтрационных свойств и снижение интенсивности роста дебита с ростом депрессии на пласт; кривая 3, когда скважина вскрывает низкопродуктивные пласты и к тому же с ростом депрессии на пласт существенно снижаются фильтрационные свойства призабойной зоны и поэтому при очень больших депрессиях на пласт дебит немного снижается. Для наглядности на рисунке 5 каждая типовая зависимость

охарактеризована ростом дебита при зафиксированной постоянной величине депрессии на пласт $\Delta p_1 = \text{const}$, $\Delta p_2 = \text{const}$ и $\Delta p_3 = \text{const}$ (соответствующие им дебиты ΔQ_1 , ΔQ_2 и ΔQ_3).

Таким образом, в случае отсутствия опасности обводнения скважины подошвенной водой необходимо построить такие зависимости по имеющимся скважинам, обобщить эти зависимости и выбрать предельные значения депрессии на пласт для проектных скважин и соответствующие им дебиты по скважинам в зависимости от расположения их на площади газоносности и вскрываемых эффективных толщин. Выбираемая депрессия должна быть увязана с конструкцией скважины, с необходимым давлением в коллекторе и другими факторами. Это условие особенно важно для зависимости, выраженной кривой 1, когда существует возможность увеличения дебита в результате дальнейшего незначительного увеличения депрессии на пласт.

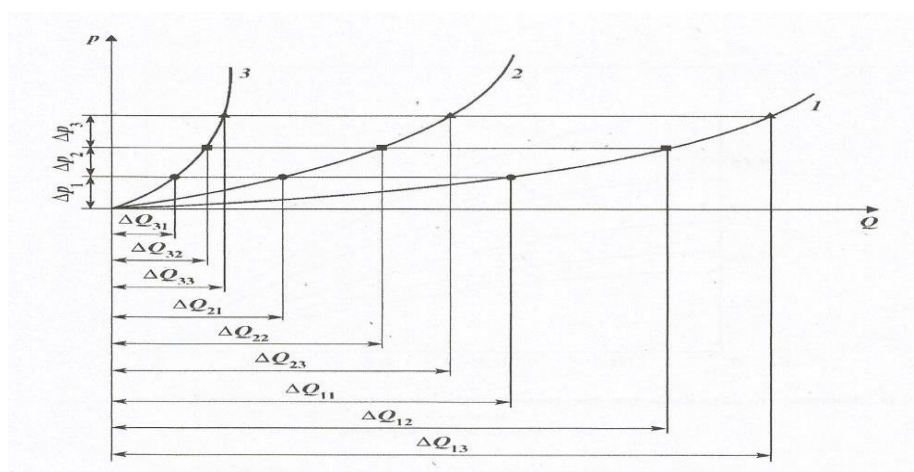


Рисунок 5 - Зависимости дебита газовой скважины от депрессии при различных проницаемостях пласта [12]

Теперь рассмотрим случай, когда режим постоянной депрессии на пласт вызван наличием и близостью подошвенной воды и возможностью обводнения скважин. В таких случаях существует возможность определить допустимую депрессию на пласт в зависимости от вскрытия пласта, положения газоводяного контакта и вертикальной проницаемости пропластков от ГВК до нижней границы интервала перфорации. Прежде всего, следует детально ознакомиться

с продуктивной характеристикой газоносных пластов с позиции наличия гидродинамической связи между пропластками с величиной вертикальной проницаемости этих пропластков и наличия непроницаемых экранирующих прослоев хотя бы локального характера. Наличие таких прослоев или низкой вертикальной проницаемости практически снимает ограничение на величину допустимой депрессии на пласт хотя бы для определенной части проектных скважин. Снятие ограничения даже для части скважин имеет важное значение, так как обводнение скважин подошвенной водой относится к категории факторов, с которым практически невозможно бороться. Причем опасность обводнения скважин даже при соблюдении величины допустимой депрессии на пласт, обусловленной наличием подошвенной воды, в процессе разработки непрерывно усиливается из-за подъема газоводяного контакта. При зафиксированной нижней границе интервала перфорации подъем ГВК требует периодического снижения допустимой депрессии на пласт. При снижении депрессии на пласт, из-за опасности обводнения и уменьшения толщины газоносного пласта, происходит практически более интенсивное снижение дебитов скважин. Эти изменения должны быть рассмотрены и учтены при прогнозировании показателей разработки. Схематично эти процессы показаны на рисунке 6, из которого видно, что при постоянной величине вскрытой толщины h_{bc} и подъеме ГВК толщина газоносного пласта уменьшается от $h_{гн}$ до $h_{гт}$, а расстояние между ГВК и нижней границей интервала вскрытия от $h_{гн} - h_{bc}$ до $h_{гт} - h_{bc}$. Чтобы сохранить первоначальную величину $h_{гн} - h_{bc}$, необходимо поднять нижний интервал вскрытия до $h_{bc\ T}$, и тогда текущее расстояние между текущим положением ГВК $h_{гт} - h_{bc\ T}$ будет одинаковым с начальным $h_{гн} - h_{bc}$. Это приведет к снижению дебита только за счет снижения газонасыщенной толщины пласта, а величина допустимой депрессии на пласт постоянной.

Следует обратить внимание на то, что величина допустимой депрессии на пласт зависит от свойств воды и газа (нефти при наличии оторочки), положения ГВК и вскрытия, т.е. нижней границы интервала перфорации, от вертикальной

проницаемости пласта и активности подошвенной воды. Существует несколько методов для определения величин допустимых депрессий на пласт и предельных безводных дебитов скважин. Все рекомендованные к настоящему времени приближенные методы весьма отдаленно описывают физическую сущность процесса обводнения, и в абсолютном большинстве случаев прогнозируемые безводные дебиты не совпадают с фактическими дебитами и сроками обводнения скважин подошвенной водой. Причиной такого несовпадения является очень грубая схематизация процесса обводнения. Поэтому при обосновании безводного дебита основной задачей является оценка диапазона ожидаемых дебитов и депрессий на пласт при наличии подошвенной воды.

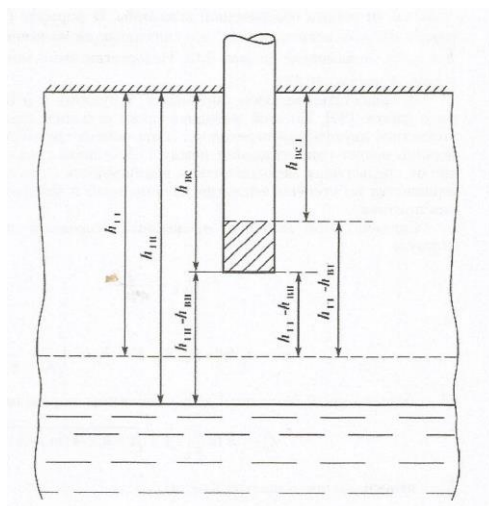


Рисунок 6 - Схема изменения положения газоводяного контакта и степени вскрытия пласта вертикальной скважиной в процессе разработки [12]

Но главным остается проведение специальных исследований для подготовки исходных данных, используя которые, с помощью геолого-математических моделей можно с весьма высокой достоверностью определить сроки обводнения скважин и их безводные дебиты в зависимости от изменения давления на забоях скважин и общего падения пластового давления в зоне, дренируемой скважиной.

3.2.3 Режим постоянного забойного давления

Режим постоянного забойного давления довольно редко используется для обоснования режима эксплуатации скважин. Наиболее часто используемый случай $p_z = \text{const}$ связан с разработкой недонасыщенных газоконденсатных месторождений. Такой режим недолговечен из-за того, что по достижении определенной величины пластового давления во избежание интенсивного снижения дебита скважин его заменяют другим режимом, более подходящим для данной стадии разработки залежи. Теоретически продление срока эксплуатации скважин на режиме $p_z = \text{const}$ возможно при поддержании пластового давления путем закачки сухого газа или воды в пласт. На режиме $p_z = \text{const}$ временно эксплуатируются скважины Астраханского газоконденсатного месторождения.

3.2.4 Режим постоянного дебита скважин

Режим постоянного дебита скважин является наиболее выгодным и тем режимом на котором мы в основном и работаем. Если его можно поддерживать длительное время, если увеличение депрессии на пласт при этом не приводит к осложнениям, если предприятие временно не имеет возможность бурить и обустривать дополнительное число скважин. Такой режим можно временно использовать и при условиях добычи коррозионно-активного газа, когда интенсивность коррозии связана со скоростью движения газа по стволу скважины с заданной конструкцией. При этом режиме конструкция скважины должна обеспечить вынос твердых и жидких примесей из забоя и исключить возможность образования песчано-жидкостных пробок. Такой режим принят в основной массе скважин, вскрывших сеноманскую залежь Новопортовского месторождения. На этих месторождениях допустимая депрессия на пласт, обусловленная разрушением призабойной зоны, установлена в размере $\Delta p_{\text{доп}} = 0,5$ МПа. Однако при такой депрессии на пласт на начальной стадии разработки месторождения дебит скважин доходил до 3 млн. м³ газа в сутки. Поэтому в проектах разработки месторождений Новопортовское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и других было установлено, что с начала разработки скважины

будут работать с дебитом $Q = 1,0$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, но при этом в разных скважинах будут разные депрессии на пласт, изменяющиеся в диапазоне $0 \leq \Delta p \leq 0,5$ МПа, и в каждой скважине по мере достижения допустимой величины депрессии $\Delta p = 0,5$ МПа = const дебит будет снижаться из-за нового режима. По большинству скважин этих месторождений принятый режим $Q = 1,0.106 \text{ м}^3/\text{сут} = \text{const}$ продолжался около 10 лет. Он искусственно ускорил ввод новых скважин и наземных сооружений, опережая капитальные вложения на освоение залежи, без особой надобности, в среднем на 5 лет. Проектанты и исполнители проектных решений таким способом дополнительно перестраховались от возможных нарушений по несвоевременному выполнению проектных показателей.

3.2.5 Режим постоянной скорости потока

Режим постоянной скорости потока по стволу скважины, в особенности в интервале перфорации, используется для обеспечения выноса примесей, поступающих на забой вместе с газом. Этот режим должен использоваться для двух участков: в интервале перфорации и в устье скважины. При постоянной скорости потока обеспечивается весьма низкая интенсивность коррозионно-эрозионного разъедания фонтанных труб в случае отсутствия защитных ингибиторов.

Низкая скорость в интервале перфорации, достаточная для удаления примесей, должна составлять $v = 5$ м/с. Ниже этой скорости существует опасность образования пробки. Максимальная скорость ближе к устью скважины должна равняться $v \leq 11$ м/с. При этой скорости интенсивность разъедания труб значительно ниже, чем при скоростях больше 11 м/с. Таким образом, с точки зрения технологии эксплуатации скорость движения потока по стволу должна составлять $5 \leq v \leq 11$ м/с. С позиции потерь давления по стволу и минимальной коррозии желательно иметь по всей длине ствола скорость, равную 5 м/с, однако при этом требуются соответствующие, сравнительно большие диаметры обсадных колонн и фонтанных труб. В действующих

проектах сеноманских залежей такие размеры в целом соблюдены (принято, что $D_{\text{обс}} = 0,20$ м, а $D_{\text{фон}} = 0,15$ м), что крайне редко встречается в мировой практике.

Соблюдение максимально допустимой скорости в практике проектирования возникло при обосновании режима работы скважин месторождений Краснодарского края из-за наличия в составе газа CO_2 и H_2S и скважин месторождений, в газе которых содержится атомарная ртуть. Отсутствие соответствующего ингибитора против ртутной коррозии практически заставило в 1970-х годах главного консультанта по проектированию таких месторождений З.С. Алиева провести специальные исследования по изучению интенсивности ртутной коррозии от скорости потока и марки металла, используемого для скважинного и наземного оборудования. Эти исследования показали, что минимальная коррозия происходит при скорости $10 \leq v \leq 12$ м/с. Разработанные в этой работе рекомендации остаются пока единственными в этой области, так как до настоящего времени не разработаны ингибиторы ртутной коррозии. Борьба с ртутной коррозией возможна только путем применения цветных металлов, желательно в порошкообразном виде, что делает разработку таких месторождений нерентабельной.

Соблюдение режима $v = \text{const}$ в пределах интервала перфорации может быть обеспечено не столько работой пласта, сколько конструкцией ствола скважины. Практически при любом дебите скважины существует возможность получения скорости, равной 5 м/с. Однако при обосновании режима такую скорость нужно установить после того, как будет определена продуктивная возможность пласта. Это означает, что сначала нужно определить производительность скважины, а затем выбрать соответствующую конструкцию.

3.2.6 Режим постоянного устьевого давления

Режим постоянного устьевого давления выбирается, как правило, на непродолжительный срок, причем не с начала разработки месторождения.

Использование режима $p_y = \text{const}$ всегда связано с необходимостью некоторое время поддерживать такое давление, при котором работой системы осушки газа будет обеспечена требуемая кондиция газа. Такая ситуация возникает при несвоевременном вводе в эксплуатацию дожимных компрессорных станций. Применение этого режима приводит к снижению дебита проектных скважин ниже проектных. Подобная ситуация возникает почти на всех месторождениях и приводит к временному уменьшению отбора газа из месторождения, не предусмотренному проектом.

Кроме перечисленных выше критериев, принято прогнозировать температурный режим работы скважин. Этот режим в качестве критерия требует, чтобы $p_z < p_p$ и $T_z > T_p$, что равносильно исключению возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта, и $p_z < p_p$ и $T_z > O_p$, что равносильно исключению возможности образования гидратов в стволе скважины. Обычно возможность образования гидратов в призабойной зоне определяется только тогда, когда температура газа в пласте сравнительно низкая, чем характеризуются месторождения Якутии на глубинах до 2500-3000 м. Образование же гидратов в стволе скважин — явление обычное. Так, например, гидраты могут образоваться в скважинах Оренбургского месторождения, где температура газа в пласте равна $T_{пл} \sim 303$ К. Отметим лишь то, что обычно температурный режим определяется как второстепенный после выбора одного из шести рассмотренных выше режимов. Отчасти это связано с тем, что ограничения, вызванные возможностью образования гидратов, могут быть легко сняты путем ингибирования скважин против гидратообразования, хотя такое мероприятие требует от разработчика дополнительной затраты средств и повышает себестоимость добычи газа.

Как вывод одним из основных вопросов при проектировании разработки является определение срока действия (продолжительности) выбранного технологического режима работы скважин. Во всех действующих проектах этот вопрос затронут весьма поверхностно, и в них нет конкретных рекомендаций, когда и по какой причине из режима, установленного ранее, следует переходить

на новый и на какой именно режим работы. В настоящее время такая работа выполняется либо новым проектом, либо весьма существенной корректировкой действующего проекта примерно к концу периода постоянной добычи газа. В проекте должен быть обоснован новый определяющий фактор и выбраны новые критерии и их численные значения для нового отрезка времени из общей продолжительности процесса разработки залежи. На поздней стадии разработки, как правило, возникают факторы, связанные с обводнением скважин и удалением из забоя жидкости, а также поддержанием на устье необходимого давления.

Несмотря на установленные режимы работы скважин в начале разработки и на поздней стадии, когда выбран новый режим, в проекте должен быть раздел по интенсификации притока газа к скважине. Эти методы по интенсификации должны снять ограничения, накладываемые на режим работы скважины различными факторами. К сожалению, в настоящее время невозможно снять ограничения, вызванные некоторыми определяющими факторами, такими как обводнения подошвенной водой или по «суперколлекторам», разрушение призабойной зоны при вскрытии неустойчивых коллекторов и т.д.

3.3 Контроль процесса разработки

Результаты исследований по контролю за разработкой должны учитываться недропользователем и проектировщиками в целях достижения более полного извлечения запасов углеводородов, оптимизировать технологические режимы работы скважин, повысить достоверность прогноза уровней добычи углеводородов и улучшить экономическую эффективность проекта, оптимизации управления процессом разведки и разработки месторождения. Их применение должно повысить эффективность доразведки лицензионного участка, осуществить обоснованное управление разработкой, усовершенствовать систему размещения и плотность сетки скважин,

Целью контроля разработки в общем виде является получение в необходимом объеме геологической, промыслово-геофизической, гидродинамической и другой информации, достаточной для принятия эффективных технологических решений, направленных на более полное и эффективное извлечение нефти и газа. При этом, как цели, так и задачи контроля определяются и формируются в зависимости от стадии разработки залежей углеводородов и по мере их освоения претерпевают определенные изменения и направленность.

Таблица 6 – Выделение эксплуатационных объектов Новопортовского месторождения [19]

Пласт	Насыщение	Отбор нефти	Отбор газа
ПК ₁	Г	-	самостоятельный объект
ХМ ₁	Г	-	
ХМ ₃	Г	-	
ТП ₀	Г	-	
ТП ₁₋₄	ГН	основной второй очереди	самостоятельный объект
БЯ ₂₂	ГК	-	самостоятельный объект
БЯ ₂₃	НГК	возвратный	
БЯ ₂₄	ГК	-	
НП ₁	НГК	возвратный	
НП ₂₋₃	НГК	основной	самостоятельный объект
НП ₄	НГК	основной	самостоятельный объект
НП ₅ ¹	НГК	основной	самостоятельный объект
НП ₅ ²	НГК	возвратный	самостоятельный объект
НП ₇	НГК	возвратный	
НП ₈	НГК	основной	
Ю ₂₋₆	НГК	основной	самостоятельный объект
Ю ₁₁ ¹	ГК	-	
Ю ₁₁ ²	ГК	-	
Ю ₁₁ ³	ГК	-	
Pz	ГК	-	самостоятельный объект

Мероприятия по контролю за разработкой месторождения производятся в соответствии с РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по

комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений» (введены Приказом Минэнерго России за № 30 от 05.02.2002 г.).

В нормативном документе обобщен отечественный и зарубежный опыт и представлен «Принципиальный» и «Обязательный» комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений для различных стадий разработки, требующих адресного подхода к видам и объемам исследований.

Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой

Все продуктивные пласты Новопортовского месторождения по характеру насыщения можно поделить на объекты разработки пяти групп:

- газонефтяные (ТП₁₋₄);
- нефтегазоконденсатные (БЯ₂₃, НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₅², НП₇, НП₈ и горизонт Ю₂₋₆, включающий в себя пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄ и Ю₅₋₆);
- нефтяные - отдельные залежи выше перечисленных пластов;
- газоконденсатные (БЯ₂₂, БЯ₂₄, Ю₁₁¹, Ю₁₁², и Ю₁₁³);
- газовые (ПК₁, ХМ₁, ХМ₃ и ТП₀).

Исходя из особенностей геологического строения залежей, границ лицензионного участка, состава и свойств пластовых флюидов, на Новопортовском месторождении выделяется 37 эксплуатационных объектов – 1 нефтегазовый объект, 13 нефтегазоконденсатных, 10 нефтяных, 9 газоконденсатных и 4 газовых.

Дебиты, полученные при испытании водоносных объектов, не отличаются высокими значениями, что говорит о незначительном напоре краевых вод. Подавляющее большинство залежей имеют газовые шапки, осложнены литологическими и тектоническими экранами. Следовательно, в пределах рассматриваемого месторождения режим напора краевых вод (упруго-водонапорный) будет малоэффективным.

В связи с близостью начального пластового давления и давления насыщения по всем нефтегазоконденсатным залежам наряду с вариантами истощения пластовой энергии рассматривались варианты поддержания давления путем закачки воды. Весь период разработки нефтегазоконденсатного объекта разбивается на два этапа. Сначала разрабатывается нефтяная оторочка, а после окончания ее разработки начинается бурение и ввод в эксплуатацию скважин в чисто газовой зоне.

Разработка нефтяных залежей также рассматривается на режиме истощения и заводнения.

Разработка газовых и газоконденсатных объектов ведется без поддержания пластового давления на естественном режиме.

Задачи контроля за разработкой на месторождении направлены на получение максимальной промысловой информации для оперативного регулирования процесса эксплуатации месторождения при выявлении несоответствия проектированию разработки.

Фонд скважин, оборудованных ЭЦН (контроль $P_{\text{заб}}$);

Фонтанирующие, насосные скважины (для контроля профиля притока и приемистости).

Методы промыслово-геофизических исследований призваны решать следующие вопросы:

- контроль положения ВНК, ГНК и ГВК;
- оценка изменения текущей нефтегазонасыщенности продуктивного пласта;
- определение степени охвата пласта процессом заводнения;
- определение интервала, профиля притока (приёмистости);
- определение источников обводнения продукции в интервале разрабатываемого объекта;
- уточнение интервалов перфорации;
- изучение скважинного флюида и его плотности;

- контроль технического состояния эксплуатационной колонны (определение интервалов негерметичности, наличия заколонной циркуляции).

Так как 73 % залежей на Новопортовском месторождении имеют газовые шапки, то одной из основных проблем на данном участке работ является контроль перемещения ГЖК (особенно ГНК), оценка остаточной нефтенасыщенности в газовой части залежи, оценка текущей газонасыщенности объектов. Такую принципиальную возможность дает нейтронный каротаж как в открытом стволе, так и в обсаженных скважинах. При выработке запасов газа происходит снижение водородосодержания пласта, что можно контролировать временными замерами. Интервальные временные замеры (при расформировавшейся зоне проникновения) одним типом аппаратуры с большим радиусом исследования (преимущественно НГК большим и малым зондом с $R_{иссл}=30-40\text{см}$), позволяют решить значительную часть поставленных задач.

Методы ПГИ включают все исследования, выполняемые в скважинах с использованием каротажного кабеля и регистрирующей аппаратуры каротажной станции, и приводятся в следующих категориях скважин:

- вышедших из бурения, обсаженных колонной, до их перфорации;
- добывающих, эксплуатирующихся фонтанным или механизированным способом;
- нагнетательных.

Ежегодный охват промыслово-геофизическими методами контроля за разработкой месторождения должен составить не менее 25% фонда добывающих и нагнетательных скважин, при этом рекомендуется использовать такие методы, как:

- ✓ гидродинамическая расходометрия;
- ✓ индикатор притока;
- ✓ гамма-каротаж;
- ✓ углеродно-кислородный каротаж;

- ✓ нейтронный каротаж;
- ✓ магнитный локатор муфт;
- ✓ термометрия;
- ✓ влагометрия;
- ✓ индукционная резистивиметрия;
- ✓ гамма-гамма-плотнометрия
- ✓ спектральная шумометрия;
- ✓ импульсный каротаж;
- ✓ акустическая цементометрия.

Проведение указанных исследований, преимущественно, возможно в скважинах, работающих в фонтанном режиме. В скважинах, эксплуатирующихся механизированным способом, проведение ПГИ, как правило, возможно, в период проведения ремонтных операций.

Исследование приёмистости в нагнетательных скважинах производится с обязательным уточнением фактического распределения нагнетаемой воды в пласте за колонной. Поступление нагнетаемой в пласт воды контролируется термометром по всему стволу в остановленной скважине.

Определение работающих интервалов и дебитов (приёмистостей) добывающих (нагнетательных) скважин необходимо выполнять до спуска насоса, либо после его подъёма (в нагнетательных – при ремонте). При исследовании следует применять гидродинамические дебитометры (расходомеры), имеющие различные пороги срабатывания, в зависимости от общего дебита, либо приёмистости (Д-1м, ДГД-8, РГТ-1, РГД-4 и пр.).

Несмотря на известные погрешности метода «С/О-каротажа» при оценках текущего коэффициента нефтенасыщенности, единичные исследования этим методом вполне оправданны. Их целесообразно использовать для оценки текущей нефтенасыщенности только в наименее выработанных участках объектов эксплуатации.

Для дальнейшего контроля процессов вытеснения нефти водой в условиях обсаженных стволов добывающих скважин возможно использование метода активной технологии ИННК с закачкой солевых растворов и метода дивергентного электрокаротажа через обсадную колонну (типа «CHFR» или «ЭКОС») – последний метод предложено применять в условиях неперфорированных интервалов (транзитные скважины).

Добывающие газовые скважины должны включать в стандартный комплекс ПГИ шумометрию и временные замеры термометрии.

Роль ПГИ также очень важна при бурении и вводе в работу новых скважин, а также при контроле проведения различного рода ГТМ, таких как: зарезки боковых стволов, проведение ГРП, оптимизация режимов работы фонда, интенсификации притоков, переводов скважин на другие пласты, устранения различного рода аварий и т.п. Для осуществления и контроля выполнения такого рода мероприятий необходимы ПГИ выполненные до и после проведения геолого-технологических мероприятий.

Технологии проведения исследований и методика интерпретации результатов должны соответствовать действующим Федеральным и корпоративным Регламентам, а также программам специальных промыслово-геофизических исследований скважин на месторождении.

Для повышения информативности ПГИ следует обратить внимание на соблюдение требований по подготовке скважины и условий проведения измерений.

Необходима тесная увязка различных методов исследования скважин, в первую очередь ПГИ и ГДИС. В первую очередь это касается согласования программ исследования, как по срокам, так и по объектам. Результаты интерпретации ПГИ (работающие интервалы, их текущее насыщение, состав и интенсивность притока, нарушения в работе скважин и пр.) должны использоваться для более корректной обработки гидродинамических исследований скважин.

Горизонтальные скважины должны исследоваться только по специальным программам с помощью современных многодатчиковых комплексов.

Виды, объемы и периодичность исследовательских работ по контролю за разработкой

Для успешного решения задач по контролю за разработкой на месторождении должен осуществляться:

- контроль за результатами освоения скважин;
- контроль за техническим состоянием скважин;
- контроль за технологическими параметрами работы скважин;
- контроль за энергетическим состоянием залежей;
- контроль за гидродинамическими параметрами скважин;
- контроль за выработкой запасов УВ;
- контроль за состоянием ММП.

В процессе системного, комплексного контроля за разработкой месторождения изучаются также следующие параметры:

- физико-химические свойства добываемых и закачиваемых флюидов;
- направление и скорость движения флюидов в продуктивных пластах.

Контроль за процессом освоения скважин

Контроль за освоением скважин производится с целью улучшения качества вскрытия продуктивного пласта и установления оптимального последующего режима работы скважины.

Контроль осуществляется во всех скважинах, вышедших из бурения, а также по скважинам после капитального ремонта и проведения ГТМ.

Исследования добывающих скважин при их освоении сводятся к определению интервалов перфорации, профиля притока, дебита, обводненности, источника обводнения скважины, коэффициентов продуктивности, гидропроводности и скин-фактора.

Исследования нагнетательных скважин на стадии освоения предполагает определение интервалов перфорации, интервалов поглощения воды, величины приемистости, наличия заколонной циркуляции, оценку приведенного радиуса скважины, скин-фактора.

По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 184 скважины (182 нефтяных, одна нагнетательная, одна газовая), из которых 64 действующие, шесть в бездействии, две в освоении, 24 в консервации, 85 ликвидированы, одна переведена в пьезометрический фонд. Эксплуатационные скважины пробурены на объекты: ТП₁₋₄, БЯ₂₃, НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₇, НП₈, Ю₂₋₆.

В скважины спущены насосы оптимальных типоразмеров. Коэффициент подачи насосов находится в диапазоне 0,7-0,8. Для ЭЦН оптимального типоразмера коэффициент подачи соответствует условию $0,6 \leq Q_{\text{ж}}/Q_{\text{в.оптим}} \leq 1,2$, где: $Q_{\text{ж}}/Q_{\text{в.оптим}}$ – коэффициент подачи насоса, $Q_{\text{ж}}$ – фактический дебит жидкости, $Q_{\text{в.оптим}}$ – номинальная производительность по воде. В семи скважинах происходит наладка оборудования и вывод на режим, сегодня коэффициент подачи не оптимален. В таблице 10.1 приведены параметры режима эксплуатации скважин Новопортовского месторождения.

Устьевое и внутрискважинное оборудование скважин находится в удовлетворительном техническом состоянии.

Настоящим проектным документом предусматривается разработка объектов:

1. газовых – ПК₁, ХМ₁, ХМ₃, ТП₀,
2. нефтегазовых – ТП₁₋₄,
3. газоконденсатные – БЯ₂₂, БЯ₂₄, Ю₁₁¹, Ю₁₁², Ю₁₁³,
4. нефтегазоконденсатные – БЯ₂₃, НП₁, НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₅², НП₇, НП₈, Ю₂₋₆.

Фонтанный режим эксплуатации нефтегазоконденсатных скважин не целесообразен ввиду того, что минимальное забойное давление фонтанирования по расчетам выше проектного. Минимальное забойное давление фонтанирования находится в диапазоне 11,7-12,4 МПа, проектное

забойное давление - 10-12 МПа. Следовательно, имеет место дефицит пластовой энергии, депрессии в скважинах для фонтанирования будут ниже расчетных, что не обеспечивает проектные дебиты. Минимальное забойное давление фонтанирования и проектное забойное давление по пластам приведены в таблице 6.

По результатам моделирования разработки пластов для обеспечения проектных дебитов предусматривается эксплуатация скважин механизированным способом с помощью ЭЦН.

Таблица 7– Минимальные забойные давления фонтанирования и проектные забойные давления [19]

№ пп	Объект	Минимальное забойное давление фонтанирования при нулевой обводненности, МПа	Проектное забойное давление, МПа	Минимальное забойное давление фонтанирования при обводненности 10%
1	2	3	4	5
1	НП ₁	12,1	10	12,7
2	НП ₂₋₃	11,9	10	12,5
3	НП ₄	11,7	10	12,4
4	НП ₅	12,3	10	12,9
5	ЮВ ₂₋₆	12,4	12	13

Проектные дебиты жидкости по расчетам составят 26-32 м³/сут.

Ориентируясь на проектные дебиты жидкости, предполагается основной способ подъема жидкости в скважинах с помощью ЭЦН.

Газлифтный способ возможен в отдаленной перспективе с возрастанием газового фактора более 1000 м³/т, который прогнозируется к 2039 году.

3.4 Изменение технологического режима эксплуатации газовых скважин в процессе эксплуатации

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учетом определяющего фактора или сочетания факторов изменяется в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обуславливаются либо изменением самого определяющего фактора, по

которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки из так называемых пассивных факторов переходят в активные. Технологический режим, устанавливаемый в начальной стадии разработки, должен обеспечить максимальный дебит скважин при заданной геолого-промысловой и технической характеристике пласта и скважины. Необходимость изменения установленного технологического режима обуславливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением определенных мероприятий, позволяющих увеличить производительность скважин, или ремонтно-профилактическими работами, нередко приводящими к снижению производительности. Необходимость изменения установленного технологического режима обосновывают, исходя из изменения факторов, по которым устанавливается технологический режим эксплуатации скважины в стадии эксплуатации месторождения.

В процессе эксплуатации месторождения необходимость изменения технологического режима возникает при следующих обстоятельствах:

1. При установлении технологического режима, когда определяющим фактором является подошвенная вода, допустимая предельная депрессия на пласт для заданной величины вскрытия пласта сама по себе является переменной величиной. С изменением плотностей воды и газа и уменьшением пластового давления величина допустимой депрессии линейно уменьшается. Следовательно, при наличии подошвенной воды, величина допустимой депрессии должна периодически снижаться в соответствии со снижением пластового давления. В ином случае установленная величина допустимой депрессии на пласт в начале разработки приводит к неизбежному подтягиванию конуса воды в скважину. Если на данном месторождении и конкретно в данной скважине технологический режим определяется на длительное время только по подошвенной воде, то необходимо учесть подъем поверхности контакта газ – вода. Это в свою очередь приведет к более интенсивному снижению производительности скважины. В нескольких, часто встречаемых случаях,

необходимо изменять технологический режим, установленный по подошвенной воде. Это происходит, когда: в скважине произведены ремонтно-изоляционные работы в виде установки цементных мостов, которые позволяют увеличить допустимую депрессию на пласт, следовательно, увеличить предельный безводный дебит скважины, или когда создана искусственная перегородка, позволяющая также существенно повысить производительность скважины или депрессию на пласт;

производительность скважины из-за плохих коллекторских свойств пласта весьма низкая и допускается превышение допустимой величины депрессии с одновременным притоком газа и воды с последующим удалением воды из скважины; на фоне всех эксплуатируемых скважин и системы сбора газа по некоторым скважинам, технологические режимы которых установлены исходя из наличия подошвенной воды, требуется повысить или понизить давление на устье скважины; в скважине по необходимости производятся работы по подъему и спуску насосно-компрессорных труб или смене полностью или частично арматуры и эти работы приводят к изменению параметров пласта и скважины, следовательно, и к изменению технологического режима работы.

Все изменения технологического режима эксплуатации, независимо от того, чем они вызваны (изменением пластового давления, подъемом поверхности газ — вода, изменением плотности воды и газа, установкой цементных мостов или созданием искусственного непроницаемого экрана, величиной устьевого давления, подъемом насосно-компрессорных труб или другими причинами), должны быть предусмотрены проектом разработки месторождения, обоснованы расчетным путем с учетом расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ — вода, параметров пласта, возможным темпом подъема поверхности газ — вода и падения пластового давления, необходимой высоты цементного моста и непроницаемого экрана и других параметров, используемых при расчете предельного безводного дебита с привлечением фактического материала, и должны контролироваться в процессе эксплуатации.

2. При установлении технологического режима, когда близость контурных вод является определяющим фактором, критерием выбора режима может служить несколько параметров, среди которых наиболее существенным является суммарный отбор газа из месторождения до прорыва воды в скважину. В принципе продвижение контурных вод к скважине связано с двумя показателями: общим истощением месторождения независимо от расположения скважин и, в частности, рассматриваемой скважины, в результате которого происходит внедрение в газовую залежь контурной воды; и созданием значительной депрессионной воронки, влияющей на темп внедрения воды в зону дренирования. При сравнительно высоких темпах отбора газа из месторождения, что особенно возможно на месторождениях с малыми запасами, как правило, темп внедрения контурных вод несколько отстает от темпа отбора газа. Следовательно, для сравнительно однородного пласта (или нескольких пластов) в скважинах, расположенных в зонах, не представляющих опасности прорыва контурных вод, обеспечение максимального дебита (если другие факторы не ограничивают его величину) при установлении технологического режима является целесообразным. В то же время в скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величину депрессии в приконтурных скважинах в каждом конкретном месторождении и конкретной скважине выбирают расчетным путем, исходя из расстояния от устья скважины до контакта газ — вода, коллекторских свойств пласта и их изменения от скважины до контура пластового давления и других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких неоднородных пластов эти расчеты производят по наиболее опасному, с точки зрения быстрого прорыва контурной воды, пласту.

Возможные изменения технологического режима эксплуатации скважин, когда определяющим фактором является вероятность прорыва контурной воды, связаны с процессом продвижения контурной воды в процессе истощения,

необходимостью ремонтно-профилактических работ на скважине, изменением устьевого давления, образованием гидратов при незначительных дебитах и т.д.

3. При определении технологического режима, когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента давления, и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддержать градиент постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта. Величина допустимого градиента для газоносных пластов с низкой устойчивостью к разрушению устанавливается на скважинах рассматриваемого месторождения в период опытно-промышленной эксплуатации. При проверке правильности выбранной величины градиента не допускается использование данных, базирующихся на результатах испытания скважин, полученных при кратковременных исследованиях. В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определенного радиуса распространения градиента разрушение пласта должно прекратиться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины в глубь пласта и отсортровки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при укреплении призабойной зоны специальными смолами, внедрении одновременно раздельной эксплуатации в случае многопластовости, применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

4. При установлении технологического режима, когда основным фактором является вскрытие пласта и гидродинамическое несовершенство скважины по

степени и характеру. Тогда, если другие факторы, обуславливающие технологический режим эксплуатации скважин, не ставят ограничений ее производительности, изменение технологического режима является необходимостью только с точки зрения проведения промывки забоя скважины, СКО и его разновидностей. Если степень и характер вскрытия не обусловлены жесткими условиями при вскрытии пласта любыми промывочными растворами, то технологический режим устанавливается по мере дострела на перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до ее оптимальной величины.

С целью повышения производительности скважин в ряде случаев допускается открытый необсаженный забой или же спуск механических фильтров. Изменение технологического режима, связанное с вскрытием, необходимо также при системе эксплуатации сверху вниз или, наоборот, на многопластовых залежах.

5. При установлении технологического режима, когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает, начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определенной величины в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие фактора коррозии. Если в процессе эксплуатации скважины даже в начальный период разработки производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при определяющем факторе, связанном с коррозионно-активными компонентами в газе, подлежит изменению (кроме случаев правильного выбора диаметра насосно-компрессорных труб до их максимально возможной величины и закачки ингибитора против коррозии) также в случаях, когда необходимо поддерживать определенное устьевое давление и когда увеличение количества

влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

6. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением коэффициентов фильтрационных сопротивлений, иными словами, изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны выявляется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Если в зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения параметров призабойной зоны закономерны, то при проектировании разработки должен быть рекомендован такой технологический режим, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. На практике часто изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

7. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обуславливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д.

8. Когда технологический режим устанавливали, исходя из влияния температуры на производительность скважин. В этом случае выбранный технологический режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если: производится ингибирование продукции скважины в стволе, т.е. дополнительные потери давления в пласте и в стволе скважины в результате подачи ингибитора исключают возможность образования гидратов; система осушки газа обеспечивает необходимую

температуру сепарации независимо от температуры поступающего из скважины газа; в результате сравнительно длительной эксплуатации скважины (особенно в районах Крайнего Севера) произошло перераспределение температуры газа в среде, окружающей ствол скважины, и это дает возможность изменить технологический режим ее работы; производится спуск забойных нагревателей или теплоизоляционных лифтовых труб, позволяющих изменить технологический режим эксплуатации скважины, обусловленный определенной величиной распределения температуры в призабойной зоне пласта, стволе и на устье скважины.

9. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В этом случае, если дальнейшие изменения в конструкции насосно-компрессорных труб исключены и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, то процесс накопления жидкостного столба приводит к изменению технологического режима. Столб жидкости, как правило, удаляют путем закачки в ствол скважины ПАВ или путем повышения депрессии и соответственно дебита скважин. Аналогичное изменение должно быть произведено при накоплении песчано-жидкостной пробки на забое скважины, приводящей к изоляции части работающего интервала. В том случае, когда образовалась жидкостная или песчаная пробка, в процессе их удаления путем изменения глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб или применения механических средств по удалению образовавшейся пробки установление нового технологического режима является необходимостью.

10. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменением. В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях — давления в промысловом газосборном коллекторе, требует

изменения технологического режима по части скважин. Определяющую величину давления на устье скважин, на входе промыслового пункта осушки и очистки газа или промыслового газосборного коллектора устанавливают, исходя из дебита скважины, параметров (длина, диаметр и т.д.) шлейфов (коллекторов), величины давления сепарации, давления на входе в компрессорную станцию и в начале газопровода. По известной заданной величине давления в одном из перечисленных узлов производятся расчеты для определения технологического режима эксплуатации скважин с учетом различных потерь давления от названного узла до пласта.

Выше были рассмотрены некоторые основные и часто встречаемые на практике случаи, когда изменение технологического режима становится необходимостью. Допуская, что существует еще ряд случаев, когда изменение технологического режима эксплуатации по тем или иным причинам также необходимо, отметим, что в настоящее время при проектировании разработки и составлении технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации в большинстве случаев не всегда предусматривается необходимость изменения технологического режима газовых и газоконденсатных скважин. Технологический режим эксплуатации по некоторым определяющим факторам принципиально является переменной величиной. Несоблюдение установленного технологического режима и его изменения в процессе разработки работниками промыслов приводят к преждевременному выходу скважин из строя и бурению дополнительных скважин.

Наиболее часто при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений используются режимы постоянного градиента, постоянной депрессии или дебита, а также постоянного забойного давления. Причем, как правило, установленный в начальной стадии технологический режим (например, постоянной депрессии или дебита) в период падающей добычи заменяется постоянным устьевым давлением по части скважин, устьевые давления которых отличаются от давления основного эксплуатационного фонда. В дальнейшем эти скважины с момента ввода компрессорной станции

нередко переводятся снова на падающее устьевое давление. Существенное снижение пластового давления, производительности скважин, увеличение количества влаги в газе, низкая скорость потока газа в стволе скважины и другие факторы требуют предварительной оценки и выдачи конкретных рекомендаций по режиму эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с учетом возможного применения плунжерных лифтов, ПАВ и т.д. для более надежной оценки добычной возможности каждой скважины или группы скважин и месторождения в целом.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа. Вопрос выбора технологического режима в зависимости от того или иного фактора, являющегося определяющим для данного месторождения, решается проектирующими организациями на базе имеющихся геолого-промысловых данных. Время перехода к новому режиму, зависящее от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства в газе по меньшей мере в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи. Кроме того, время изменения технологического режима связано с условиями сбора, т.е. с переводом от одной системы осушки к другой и начальными данными газопровода, соблюдение которых требуется весьма жестко.

В целом, при наличии возможности проведения прогнозных расчетов (в технологических схемах и проектах разработки) величин изменения пластового, забойного, устьевое давления и давления системы сбора, осушки и транспортировки газа, содержания и изменения во времени количества жидкости в газе, технологии эксплуатации скважин с известной конструкцией и других факторов – проектировщик обязан рекомендовать соответствующие сроки перехода от одного технологического режима работы на другой и

определить критерии для выбора на каждой конкретной скважине правильного технологического режима работы.

Если это требование не будет выполняться, то на месторождениях могут произойти существенные отклонения проектных данных от фактической возможности промысла. Указанное выше положение касается временного или так называемого стадийного (в зависимости от периода разработки залежи) необходимого изменения технологического режима эксплуатации. Если же технологический режим установлен по какому-то из изложенных факторов, то в случае проведения ряда мероприятий в скважине или при неожиданных изменениях условий эксплуатации по различным причинам, необходимо текущее, в отдельных скважинах очень частое изменение технологического режима эксплуатации. Эта необходимость устанавливается по данным периодических исследований скважин или при проведении разных мероприятий в скважинах и корректируется в материалах по анализу разработки.

Из изложенного выше следует, что в процессе разработки происходит изменение технологического режима эксплуатации скважин. Эти изменения могут быть связаны как с самим фактором, по которому устанавливался данный режим, так и со стадией разработки и различными работами в скважине.

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б7Г1	Бетигов Денис Сайпудинович

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 3490 руб. Затраты на спецоборудование 10623 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 224778,7 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 26973,3 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 76029 руб. Накладные расходы 14754,7 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	Д. э. н.		29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б7Г1	Бетигов Денис Сайпудинович		29.04.2022

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В данном разделе представляется описание расчета стоимости выбора технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин на Новопортовском газоконденсатном месторождении ЯНАО.

4.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 8.

Таблица 8 – Заинтересованные стороны проекта [11]

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Усовершенствование системы эксплуатации газовой скважины
	Соответствие технических показателей режимов эксплуатации

В таблице 9 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 9 –Цель и результаты проекта [11]

<u>Цель проекта:</u>	Выбора технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин на Новопортовском газоконденсатном месторождении ЯНАО.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Модернизация систем эксплуатации газовых скважин
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность технологии
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (12)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Где вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 10, где b_{k1} – альтернативная технология, b_{k2} – текущая разработка.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения разработок [11]

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		Б _ф	Б ₁	Б ₂	К _ф	К ₁	К ₂
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Уровень качества	0,2	4	3	3	0,8	0,6	0,6
2. Надежность	0,05	4	2	3	0,2	0,1	0,15
3. Простота изготовления	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
4. Безопасность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
5. Наличие эксплуатационных документов	0,05	2	2	2	0,1	0,1	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
2. Цена	0,2	4	2	3	0,8	0,4	0,6
3. Послепродажное обслуживание	0,1	3	1	1	0,3	0,1	0,1
4. Срок эксплуатации	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
Итого:	1	32	23	26	3,7	2,6	2,95

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ - Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Первый этап SWOT-анализа [11]

	Сильные стороны проекта: С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии; С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями; С3. Экологичность технологии изготовления; С4. Актуальность научного исследования.	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований; Сл2. Большое количество конкурентов; Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию; Сл4. Вероятность получения брака.
Возможности: В1. Создание новых технологий получения целевого продукта; В2. Развивающиеся конкурентные отношения; В3. Повышение стоимости конкурентных разработок; В4. Сокращение численности безработных.		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Развитая конкуренция технологий производства.		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком

«–» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «–». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 12 – 15.

Таблица 12 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности» [11]

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 13 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности» [11]

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 14 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы» [11]

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 15 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы» [11]

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

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 16.

Таблица 16 – SWOT-анализ [11]

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
	С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С3. Экологичность технологии изготовления	Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований. Сл2. Большое количество конкурентов Сл3. Высокие требования к экспериментальному

	С4. Актуальность научного исследования.	оборудованию. Сл4. Вероятность получения брака.
Возможности В1. Создание новых технологий получения целевого продукта В2. Развивающиеся конкурентные отношения В3. Повышение стоимости конкурентных разработок В4. Сокращение численности безработных	Направления развития В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки. В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области. В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.	Сдерживающие факторы В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.
Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Развитая конкуренция технологий производства	Угрозы развития У1С2. Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов. У2С2. Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.	Уязвимости: У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение количества исполнителей для каждой из работ;

- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей [11]

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxi}}}{5}, \quad (13)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (14)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ки.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (15)$$

где $T_{ки}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (16)$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году (2022 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 18.

Таблица 18– Временные показатели проведения научного исследования [11]

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожі}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 7). График строится для максимального

по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 7 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта [11]

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

4.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением.

В этой работе использовалась группировка затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

4.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с реагентами для нефтегазовой промышленности. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты [11]

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Этиленовые амины	1745	1	1745
Эпоксидная смола	1745	1	1745
Итого:			3 490

4.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100}, \quad (17)$$

где A – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость объекта;

$H_a = 100/T_{\text{сл}}$ – норма амортизационных отчислений;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы;

t – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ» [11]

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55		141	10623
Итого:					10623

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает заработную плату по окладу, дополнительную заработную плату, а также премии и доплаты.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле: $Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$, (18)

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (19)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (Таблица 21).

Таблица 21– Баланс рабочего времени [11]

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней выходные дни/праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени отпуск/невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 22.

Таблица 22 –Расчёт основной заработной платы за время проекта [11]

Исполнители	Z_b , руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2448,1	33	80787,3
Инженер	23800	1,3	30940	1469,3	98	143991,4
Итого: 224778,7руб.						

4.3.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 23 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 23 – Заработная плата исполнителей проекта [11]

Заработная плата	Руководитель	Студент (инженер)
Основная зарплата	80787,3	143991,4
Дополнительная зарплата	9694,4	17278,9
Зарплата исполнителя	90481,8	161270,4
Итого по статье: 251752,1 руб.		

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (20)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 24.

Таблица 24– Отчисления во внебюджетные фонды [11]

Исполнитель	Руководитель	Инженер (исполнитель)
Основная заработная плата, руб.	80787,3	143991,4
Дополнительная заработная плата, руб.	9694,4	17278,9
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	27325,5	48703,6
Итого по статье: 76029,2 руб.		

4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице 25 ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 25 – Группировка затрат по статьям [11]

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизационные отчисления	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
10623	3490	251752,1	26973,3	76029,2	368867,6

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{np}, \quad (21)$$

где k_{np} – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 26.

Таблица 26– Бюджет затрат проекта [11]

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	3490
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	10623
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	251752,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	26973,3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	76029,2
6	Накладные расходы	14754,7
Бюджет затрат проекта: 383922,3руб.		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 383922,3 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, (22)$$

где $I_{фин}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее

численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 383922,3 \text{ руб}, \Phi_{\text{исп.1}} = 457405 \text{ руб}, \Phi_{\text{исп.2}} = 491019 \text{ руб}.$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{383922,3}{491019} = 0,78; \quad (23)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{457405}{491019} = 0,93; \quad (24)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{491019}{491019} = 1. \quad (25)$$

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 27), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – альтернативная технология.

Таблица 27 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта [11]

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3

4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный в таблице 28 показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{Исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин}}, (26)$$

Таблица 28– Сравнительная эффективность разработки [11]

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,78	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5,9	4,24	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,72	0,65

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
32Б7Г1		Бетигов Денис Сайпудинович	
Школа	Инженерная зона природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Выбор технологических показателей режимов эксплуатации газовых скважин на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	Объект исследования: газовая скважина Область применения: нефтегазоконденсатное месторождение Рабочая зона: полевые условия Климатическая зона: умеренный субарктический. Размеры рабочей зоны: 100 на 200 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: газоконденсатная скважина. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: режимы эксплуатации газовых скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	1. <u>Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 "О недрах"</u> 2. № 197-ФЗ Трудовой кодекс РФ (в ред. от 1 марта 2022 года). 3. <u>ГОСТ Р 53710-2009</u> Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. 4. <u>ГОСТ Р 53713-2009</u> Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. 5. <u>ГОСТ Р 55414-2013</u> Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки. 6. <u>ГОСТ 13846-89</u> Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	Вредные факторы: -аномальные климатические параметры воздушной среды; -загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; -шум; -вибрация; -освещенность; -монотонность труда; -укусы насекомых; Опасные факторы:

	-движущиеся части механизмов; -работа с сосудами под давлением; -химические вещества; -производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; -производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства; -неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов; -радиация. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализаторы, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: химические загрязнение. СЗЗ - 150 метров. Воздействие на литосферу: радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия ГРП, утилизация отработавшего оборудования. Воздействие на гидросферу: ухудшение качества подземных вод при утечке материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека. Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха утеской углеводородов через сальниковые уплотнения.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС Природные: землетрясения, бури, торнадо. Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение. Наиболее типичная ЧС: взрыв, пожар.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
1.03.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б7Г1	Бетигов Денис Сайпудинович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Добыча газа и газоконденсата на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении (Россия, Ямальский район, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области ООО «Газпромнефть-Ямал»), относится к категории опасных производственных объектов и представляет собой потенциальный риск для персонала и окружающей среды.

Целью раздела социальной ответственности является анализ правовых и организационных вопросы обеспечения безопасности вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих газовые скважины, и организация мер защиты от них. В разделе также рассматривается охрана окружающей среды и экологической безопасности. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, применяемых на предприятии.

Цель исследования газовые и газоконденсатные скважины. Рабочей зоной является – кустовая площадка по добыче газа и газоконденсата состоит из: технологических нефтегазопроводов; емкость-сборник; приустьевые площадки нагнетательных и добывающих скважин; площадки, на которых осуществляется ремонт оборудования; замерные установки; трансформаторные станции и подстанции; блоки, осуществляющие подачу ингибиторов и реагентов; фундаменты для станков-качалок; блоки распределения газа и воды; станция управления электрическими центробежными насосами и штанговыми глубинными насосами; блоки для закачки воды.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении осуществления трудового процесса происходит вахтовый метод. Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем

вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 ФЗ статьи 297 работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Основные эргономические требования:

1. Кустовая площадка должна быть оборудована площадками и маршевыми лестницами для обслуживания. Устанавливаются переходы через трубопроводы. Все они должны иметь перила высотой не менее 1250 мм.

2. Обеспечения рабочего места инструментами и расходными материалами, необходимые при работах по обслуживанию сепаратора.

3. Рабочее место оператора в операторной должно быть изолирована от превышающих норм избытка тепла, пыли, влаги и вредных токсических газов. Для этого операторные располагают на расстоянии кустовой площадки, емкостей и трубопроводов. Устанавливаются кондиционеры для уменьшения воздействия тепла в летний период работы.

4. Должно быть организовано хорошее освещение, вентиляция, шумоизоляция и пожарная безопасность. Для обслуживания трубопроводов, запорной арматуры и сепараторов в темное время суток устанавливается уличное освещения. Здание операторной оснащается вентиляцией, шумоизоляционными окнами, пожарным инвентарем и огнетушителями. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать. В таблице 19 представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы».

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативный документ

Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума.
Вибрация	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Освещенность	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Укусы насекомых	Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ.
Движущиеся части механизмов.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования.
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Работа с сосудами под давлением	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
Химические вещества	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Радиация	ГОСТ Р 55776-2013 Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения

5.2.2 Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса

Персонал, обслуживающий кустовую площадку подвержен воздействию вредных факторов, приведённых ниже:

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по обслуживанию газовых скважин происходят на открытых площадках. Климат на территории выполнения работ резко-континентальный. Зимой температура воздуха понижается до минус 50° – минус 60°С, а летом поднимается до 35° – 40°С. Холодная температура может привести к обморожению и переохлаждению, а высокая температура может привести к гипертермии и солнечному удару. Работающий персонал на улице на открытой местности зимой и летом в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой и местами для обогрева и отдыха.

Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Вследствие производственной деятельности в воздушную среду помещений могут поступать разнообразные вредные вещества, которые используются в технологических процессах. **Вредными** принято считать вещества, которые при контакте с организмом человека в случае нарушения требований безопасности могут вызвать профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами, как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений

Повышенная загазованность

Загазованность при обслуживании газовых скважин способствует достижения взрывоопасной концентрации газа в воздухе. Предел допустимой взрывоопасной концентрации газа в воздухе составляет 300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014. Требуется постоянный контроль газовойоздушной среды, не допускать утечек газа из установок. Для анализа газовойоздушной среды работник должен применять газоанализатор. В газовых скважинах должны предусматриваться мероприятия по герметизации и установки датчиков

анализа газовой среды. Средства индивидуальной защиты: использование респираторов. Также для защиты глаз необходимо использовать очки.

Превышение уровней шума

Технологические процессы в нефтегазовой промышленности вырабатывают сильный шум воздействующие на общее состояние и здоровье персонала. На кустовой площадке расположен один источник шума – агрегат (100дБ).

Согласно нормам, представленным в таблице 2, источник шума превышает максимальный уровень.

Таблица 2 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Методы борьбы с шумом при обслуживании газовых скважин: для газопроводов и нефтепроводов выбраны оптимальные диаметры труб; средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники.

Вибрация на рабочих местах

Нормируемым показателем **вибрации** на рабочем месте является эквивалентное скорректированное виброускорение за рабочую смену (эквивалентный скорректированный уровень виброускорения за рабочую смену). Вибрация, воздействующая на человека, оценивается методом интегральной оценки по эквивалентному скорректированному уровню виброускорения с учетом времени вибрационного воздействия (ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования). Если воздействие локальной вибрации с текущими среднеквадратичными уровнями, превышающими санитарные нормы более чем на 12 дБ по интегральной оценке, то работать в

таких условиях запрещено. Также нельзя работать в условиях воздействия общей вибрации с текущими среднеквадратичными уровнями, превышающими санитарные нормы более чем на 24 дБ. Параметры при нормировании вибрации на рабочих местах: Корректированное виброускорение. Корректированный уровень виброускорения. Эквивалентное виброускорение. Эквивалентный уровень виброускорения. Текущее корректированное виброускорение.

Освещенность.

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [].

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

Монотонность труда

Монотонность производственной обстановки (время пассивного наблюдения за ходом техпроцесса, в % от времени смены)" - чем больше время пассивного наблюдения за ходом технологического процесса, тем более монотонной является работа.

Данный показатель, так же как и предыдущий, наиболее выражен у операторских видов труда, работающих в режиме ожидания.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии. Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летний период сотрудники, работающие в таёжной местности подвержены воздействию укусов насекомых. Насекомые наносят урон самочувствию человека, а еще считаются переносчиками всевозможных болезней. К этим насекомым относятся: клещи, комары, слепни. Средствами индивидуальной защиты от воздействия насекомых являются: противэнцефалитные костюмы, сетки павловского, инсектицидные средства, репелленты для отпугивания насекомых. (ГОСТ Р 12.4.296- 2013).

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

Движущиеся части механизмов

В процессе добычи газа и газоконденсата наиболее вероятным несчастным случаем является травмированные работников движущимися частями и механизмами техники, что грозит серьёзной травмой вплоть до летального исхода.

При проведении работ, независимо от наличия вредных и опасных факторов, необходимо всегда использовать средства индивидуальной защиты, такие как: защитная каска, защитные очки, защитный костюм (роба), специальная обувь, защитные перчатки.

Для дополнительной защиты от данного опасного фактора необходимо использовать сигнальные жилеты. При использовании спецодежды необходимо следить за тем, чтобы одежда не имела свободно двигающихся частей, которые могли бы зацепиться за движущиеся механизмы.

Также для защиты от данного фактора необходимо использовать ограждение и предупреждающие вывески.

Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента – перед началом работы оператор обязан осматривать инструмент,

оборудование, фланцевые соединения скважин. Неисправный инструмент отбраковывается и изымается. Работать неисправным инструментом запрещается. Основные средства индивидуальной защиты: спецодежда, специальная обувь, соответствующей характеру и условиям выполняемой работы.

Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением

Согласно «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» предназначена для персонала обслуживающий сосуды, работающие под давлением. Предприятием должна быть разработана и утверждена в установленном порядке инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов. Для сосудов (автоклавов) с быстросъемными затворами в указанной инструкции должен быть отражен порядок хранения и применения ключа-марки. Инструкция должна находиться на рабочих местах и выдаваться под расписку обслуживающему персоналу. Схемы включения сосудов должны быть вывешены на рабочих местах. Для минимизации возникновения данного фактора для всех работников, обслуживающих оборудование под давлением, проводится обязательное обучение по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Химические вещества

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа, конденсат, водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму–взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и

сердечно сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установки выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

- Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.
- Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.
- Для защиты глаз применяют защитные очки.
- Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим персоналом закреплен индивидуально.

Электрический ток и статическое электричество

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно

удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение. Помимо этого, каждый год для персонала проводят инструктажи.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [].

Радиация

При добыче нефти и газа на работников отрасли воздействуют следующие радиационные факторы:

- внешнее гамма-облучение, связанное с радиоактивным распадом природного урана-238 и тория-232;
- внутреннее облучение альфа- и бета-частицами при ингаляционном пути их попадания в организм;
- облучение кожных покровов и органов зрения персонала бета-частицами.

Перед строительством площадки для нефтеобъекта проводят дозиметрические мероприятия. При многократном превышении норм,

строительство данной площадки переносится, либо выбирается меньшая глубина разрыва.

Для контроля превышения данного фактора проводят дозиметрическое исследование, где рассчитывает плотность потока радона на площадке. При повышении норм, рекомендуется использовать респираторы, так как данные вещества являются газами.

При облучении ингаляционных путей проводят медицинское лечение, направленное на ускоренное выведение, альфа и бета-частиц.

5.3 Экологическая безопасность

При выборе экологически безопасных технологий и технических средств строительства скважин и недропользования должна быть достигнута эколого-экономическая сбалансированность хозяйственной природоохранной деятельности с учетом степени риска реального развития опасных геодинамических ситуаций, комплексной переработки всех видов основного и сопутствующего сырья; складирования, обезвреживания и утилизации отходов.

В таблице 3 представлены источники неблагоприятного воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при обслуживании и эксплуатации кустовой площадке по добыче газа и газоконденсата.

Таблица 3 – Неблагоприятные воздействия на окружающую среду

Элемент окружающей природной среды	Негативное воздействие на окружающую среду	Природоохранное мероприятие
Селитебная зона	Химические загрязнения	Санитарно защитная зона 150 метров Установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.
Литосфера	Загрязнение почвы нефтепродуктами. Химреагентами. Радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия утилизация отработавшего оборудования.	Утилизация отработавшего оборудования. Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения. Вывоз для утилизации. Уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно № 89-ФЗ от 24.06.1998 (ред. От 29.12.2015).

Атмосферу	Выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, продувке аппаратов. Технологического оборудования.	Устройство санитарно-защитной зоны. Кооперацию проектируемого объекта с другими предприятиями с целью уменьшения количества «грязных производств» на предприятии. Внедрение наиболее совершенной структуры газового баланса предприятия, обеспечивающей оптимизацию распределения топлива между технологическими агрегатами с целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания;
Гидросфера	Утечка материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека	Исключить размещения объектов и трубопроводов вблизи озер и рек. Обеспечить герметичность трубопроводов и емкостей.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для организации охраны окружающей среды при обслуживании и газовых скважин задачей считается определение определенных источников неблагоприятного влияния на основные элементы окружающей природной среды – атмосферу, гидросферу, литосферу.

При эксплуатации и обслуживании газовых скважин могут возникнуть следующие виды чрезвычайных ситуаций:

- 1) Техногенного характера: - пожары и взрывы; - аварии с выбросом и угрозой выброса химически опасных веществ;
- 2) Природного характера: - бури, землетрясения, торнадо.

Далее разберем наиболее вероятный вид ЧС взрыв и пожар.

Основными причинами пожаров являются: не осторожное обращение с огнем, неисправность производственного оборудования, выделение горючих газов, искрение в электрических машинах, токи коротких замыканий, электростатические разряды, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем.

Пожарная безопасность является единым комплексом технических, организационных, эксплуатационных и режимных мероприятий по предупреждению взрывов и пожаров. Требования к пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ.

На территории нефтегазовой промышленности необходимо соблюдать следующие требования по пожарной безопасности:

1) в производственных помещениях и территориях запрещается курить, должны быть вывешены знаки и плакаты с надписью: «курение запрещено». В отведенных местах для курения вывешивают знаки или плакаты «место для курения»;

2) в каждом производственном помещении должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители переносного и передвижного типа, пожарный инвентарь, пожарные краны.

3) пожарные краны комплектуются пожарными рукавами и стволами, закрытые и опломбированные в пожарных шкафах.

4) проведения анализа газовоздушной среды;

В случае возникновения пожара необходимо выполнить следующие действия:

- вызвать пожарную команду, сообщить о пожаре начальнику подразделения, диспетчеру ЦТУ, при необходимости вызвать скорую помощь;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения) в случае отказа автоматики произвести ручной запуск;

- произвести аварийную остановку установки и согласованных с ней установок;

- при необходимости отключить электроэнергию, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить любые работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения (например, ручными огнетушителями) до прибытия подразделений пожарной охраны;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

Выводы по разделу

При изучении технологии добычи газа и газоконденсата, учтены производственные нормы. Полное их описание представлено в разделе социальная ответственность. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников кустовой площадки. При работах по добыче газа и газоконденсата происходит загрязнение окружающей среды, нужно уделять особое внимание экологической безопасности.

По правилам устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу.

Норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение необходимо определить совокупность факторов, которые влияют на выбор технологических показателей режимов работы газовых скважин.

Выбор технологического режима работы скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации. Технологические режимы работы с наряду с типом скважин предопределяет их число и, следовательно наземную обвязку в конечном счете – капиталовложения в освоение месторождения при заданном отборе из залежи.

Придание определяющего значения технологическому режиму работы скважин оправдано тем, что основная его задача сводится к обоснованию дебита проектных скважин. В свою очередь с дебитом скважин связаны число и обвязка скважин, что определяет отчасти экономические показатели разработки залежи. При выборе технологических режимов работы скважин проектируемого месторождения, независимо от того, какие критерии будут приняты в качестве основного, определяющего режим эксплуатации, должны соблюдаться следующие принципы:

- полнота учета геологической характеристики залежи, свойств флюидов, насыщающих пористую среду;
- рациональное использование естественной энергии залежи;
- выполнение требований закона об охране окружающей среды и природных ресурсов углеводородов — газа, конденсата и нефти;
- полная гарантия надежности работы системы «пласт – начало газопровода» в процессе разработки залежи;
- максимальный учет возможности снятия всех ограничивающих производительность скважин факторов;
- своевременное изменение ранее установленных режимов, непригодных на данной стадии разработки месторождения;

- обеспечение предусмотренного объема добычи газа, конденсата и нефти при минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах и устойчивой работы всей системы «пласт – газопровод».

Трудно найти такие проблемы при проектировании, при которых бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как технологические режимы. В большинстве случаев отсутствуют какие-либо обоснованные критерии, превышение которых было бы нецелесообразным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Леванов А.Н., Медведский Р.И., Ручкин А.А. Развитие технологий разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири. - Тюмень: "Вектор бук", 2010. - 300 с.
2. Европейцев Р.Н., Нефтяная промышленность, 1986г.
3. Буслаев В. Ф. Применение кустовых направленных скважин для освоения месторождений Севера России.//Нефтяное хозяйство. 1995. №9. с. 10.
4. Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П. и др. Технологический режим работы газовых скважин. М.: Недра, 1978. 279 с.
5. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. М.: Недра, 1995. 131с.
6. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 1964. 76 с
7. Ермилов О. М., Алиев З. С., Ремизов В. В., и др. Эксплуатация газовых скважин. -М.: Наука, 1995. 359 с.
8. Ермилов О. М., Ремизов В. В., Ширковский А. И. и др. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 250 с.
9. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: ОАО "Внешторгиздат", 1998, 626с.
10. Никитин Б.А., Басниев К.С., Гереш П.А. Определение производительности горизонтальных газовых скважин и параметров пласта по результатам гидродинамических исследований на стационарных режимах. М.: ИРЦ ОАО "Газпром", 1999, 67 с.
11. Гаврикова Н.А., Тухватулина Л.Р., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Издательство Томского политехнического университета 2014.

12. Комплексный интернет портал_ все про нефть и газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neft-i-gaz.ru/litera/014/6.pdf> ,- свободный.
13. Информационный сайт о нефти и газе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nefte-gaz.info/effektivnost-ekspluatatsii-kustovyh-skvazhin>, - свободный.
14. Новые продуктивные технологии добычи нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://uglevodorody.ru/publ/novye-produktivnye-tehnologii-dobychi-nefti>, свободный.
15. Добыча нефти в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Добыча_нефти_в_России, свободный.
16. Добыча нефтяного сырья [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1209#:~:text=По%20состоянию%20на%2001.01.2020%2C%20добычу,пришлось%2084%2C7%25%20всей%20национальной%20нефтедобычи%3B>, свободный.
17. Какие компании и в каких регионах добывают нефть в России? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://notboringeconomy.ru/turbopages.org/notboringeconomy.ru/s/kakie-kompanii-i-v-kakih-regionah-dobyvajut-neft-v-rossii/>, свободный.
18. Какие компании и в каких регионах добывают нефть в России? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://geonedra.ru/2020/novoportovskij-uchastok/>, свободный.
19. Дополнение к технологической схеме разработки Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Тюменское проектное бюро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tpb-llc.ru/>, закрытый.
20. Пашков Е.Н., Сечин А.И., Мезенцева И.Л., Антонец О.А., Авдеева И.И. Социальная ответственность Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность». Издательство Томского политехнического университета 2022.

- 21.ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
- 22.ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Госгортехнадзор РФ. 2013.ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения». – Введ. 2016-06-01. – 28 с.
- 23.Правила устройства электроустановок ПУЭ. УТВЕРЖДЕНЫ Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204. 38. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – М. 1997.
- 24.ППБ-С Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 1984.
- 25.СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М: Минздрав России, 1997.
- 26.ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. 2014.
- 27.ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М: Стандартиформ, 2015.
- 28.ГОСТ 12.2.007-03. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования. 2003.
- 29.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
- 30.ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. 1984.
- 31.ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. Общие технические условия. 2003.