

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ основных показателей разработки Западно-Озерного газового месторождения (Чукотский автономный округ)

УДК 622.324.5:551.345(571.651)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Кривошеев Иван Валериевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Кривошееву Ивану Валериевичу

Тема работы:

Анализ основных показателей разработки Западно-Озерного газового месторождения (Чукотский автономный округ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-122/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06. 2020
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по Западно-Озерному газовому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Общие сведения о Западно-Озерном месторождении 2 Геологическая характеристика Западно-Озерного месторождения 3 Анализ разработки Западно-Озерного месторождения 4 Мероприятия по увеличению степени извлечения запасов 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6 Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Общие сведения о месторождении. Геологическая характеристика западно-озерного месторождения. Анализ разработки западно-озерного месторождения. Мероприятия по увеличению степени извлечения запасов.	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения о месторождении.	
Геологическая характеристика западно-озерного месторождения	
Анализ разработки западно-озерного месторождения.	
Мероприятия по увеличению степени извлечения запасов.	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель/консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		02.03.2020
ст. преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Кривошеев Иван Валериевич		02.03.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	Характеристика Западно-Озёрного месторождения	15
03.04.2020	Геологическая характеристика Западно-Озёрного месторождения	20
15.04.2020	Анализ разработки Западно-Озёрного месторождения	20
01.04.2020	Мероприятия по увеличению степени извлечения запасов	25
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		02.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Обозначения, определения и сокращения

КМПВ – корреляционный метод преломленных волн;

МОВ – метод отраженных волн;

ГВК – газовойодяной контакт;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ИПТ – испытатель пластов на трубах;

ЦКЗ – центральная комиссия по запасам;

ЦКР – центральная комиссия по разработке месторождений
полезных ископаемых;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НДС – налог на добавленную стоимость;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц, 16 рисунков, 11 таблиц, 29 источников.

Ключевые слова: Западно-Озёрное ГМ, пласт, залежь, коллектор, запасы, эксплуатационный объект, газ, дебит, фонд скважин, потребительский спрос, фракции.

Объектом исследования являются продуктивные горизонты Западно-Озерного газового месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является изучение состояния разработки Западно-Озёрного месторождения, сравнение фактических показателей разработки с проектными и предложения по совершенствованию процесса разработки месторождения.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ разработки месторождения и состояния фонда скважин, произведено сравнение фактических показателей разработки с проектными.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Paint. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО - ОЗЁРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общие сведения.....	11
1.2 История освоения месторождения	15
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО-ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	20
2.1 Краткая стратиграфическая характеристика разреза	20
2.2 Тектоническая характеристика продуктивных пластов.....	26
2.3 Газоносность продуктивных пластов.....	30
2.4 Геолого-физические характеристики пластов	32
2.5 Свойства и состав пластового газа	34
2.6 Запасы газа.....	36
3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	41
3.1 Проектные показатели разработки	41
3.2 Характеристика текущего состояния разработки.....	42
3.3 Анализ изменения устьевого давления	47
3.4 Анализ состояния и эффективности применяемой технологии и техники добычи газа.....	51
3.5 Анализ геолого-технических мероприятий	54
3.6 Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	56
4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗАПАСОВ	60
4.1 Предупреждение гидратообразования	60
4.2 Рекомендации по интенсификации притока газа	63
4.3 Рекомендации по технике и технологии глушения газовых скважин.....	64
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
5.1 Общие положения	67
5.2 Показатели экономической оценки.....	69
5.3 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	71
5.4 Техничко-экономический анализ проектных решений.....	72
5.5 Анализ чувствительности	74
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	79
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	79
6.2 Производственная безопасность	80
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды.....	80
6.2.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	81
6.2.3 Повышенный уровень шума и вибрации	83
6.2.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	83
6.2.5 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий	

по их устранению	85
6.2.6 Электрический ток	85
6.2.7 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	85
6.3 Экологическая безопасность	86
6.3.1 Влияние на литосферу.....	87
6.3.2 Влияние на гидросферу.....	88
6.3.3 Влияние на атмосферу	88
6.4 Безопасность в ЧС	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	93

ВВЕДЕНИЕ

На всех этапах разработки месторождений осуществляют контроль, анализ и регулирование процесса разработки без изменения системы разработки или с частичным её изменением. Регулирование процесса разработки месторождений позволяет повысить эффективность вытеснения углеводорода. Воздействуя на залежь, усиливают или ослабляют фильтрационные потоки, изменяют их направление, вследствие чего вовлекаются в разработку ранее не дренируемые участки месторождения и происходит увеличение темпов отбора углеводорода.

В данной работе проанализированы результаты разработки Западно-Озерного месторождения, учтено изменение геологического строения залежи по результатам доразведки и разработки месторождения. Так же отражено изменение структуры добывающего фонда скважин, приведены запасы газа.

По результатам анализа текущего состояния объекта разработки сформулированы выводы по эффективности применяемых систем разработки месторождения, намечены мероприятия, направленные на улучшение работы добывающего фонда.

Целью настоящей работы является анализ технологических показателей разработки Западно-Озерного месторождения, а также геолого-технических мероприятий направленных на повышение степени извлечения углеводородов.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО - ОЗЁРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения

Западно-Озерное газовое месторождение находится в центральной части Нижне-Анадырской низменности в 100 км к юго-юго-западу от г. Анадырь, в 90-95 км к западу от побережья Анадырского залива Берингова моря и в 160 км к северо-западу от пос. Беринговский. В административном отношении эта площадь относится к территории Анадырского района Чукотского автономного округа. Основными землепользователями являются оленеводческие хозяйства поселка Тавайваам (рисунок 1)[1].

Лицензия на право пользования недрами АНД 00917 НЭ с целевым назначением - разведка и добыча газа на Западно-Озерном ЛУ, принадлежит ЗАО «Сибнефть-Чукотка» и зарегистрирована 21 мая 2001 года в федеральном государственном учреждении «Чукотский территориальный фонд геологической информации». Участок недр имеет статус Горного отвода. Срок окончания действия лицензии 31 декабря 2020 года.

Западно-Озерное месторождение контролируется одноименным локальным поднятием, представляющим собой куполовидную складку в миоценовых отложениях. К центральной, наиболее гипсометрически высокой части этого поднятия и приурочено многопластовое газовое месторождение, совмещенный контур всех газовых залежей которого охватывает площадь около 21 км².

В географическом отношении месторождение располагается на водораздельном пространстве мелких несудоходных рек Гычметкууль и Телекай, входящих в систему бассейна реки Великая, и такой же мелкой реки Автаткууль, впадающей в Анадырский залив. Поверхность площади, на которой находится Западно-Озерное месторождение, представляет собой слабо холмистую, частично заболоченную равнину с абсолютными отметками от +40 до + 70 м над уровнем моря. Гидросеть площади формируют многочисленные

термокарстовые озера, значительная часть которых находится на стадии интенсивного заболачивания, и соединяющие эти озера мелкие ручьи и сезонные ложбины стока.

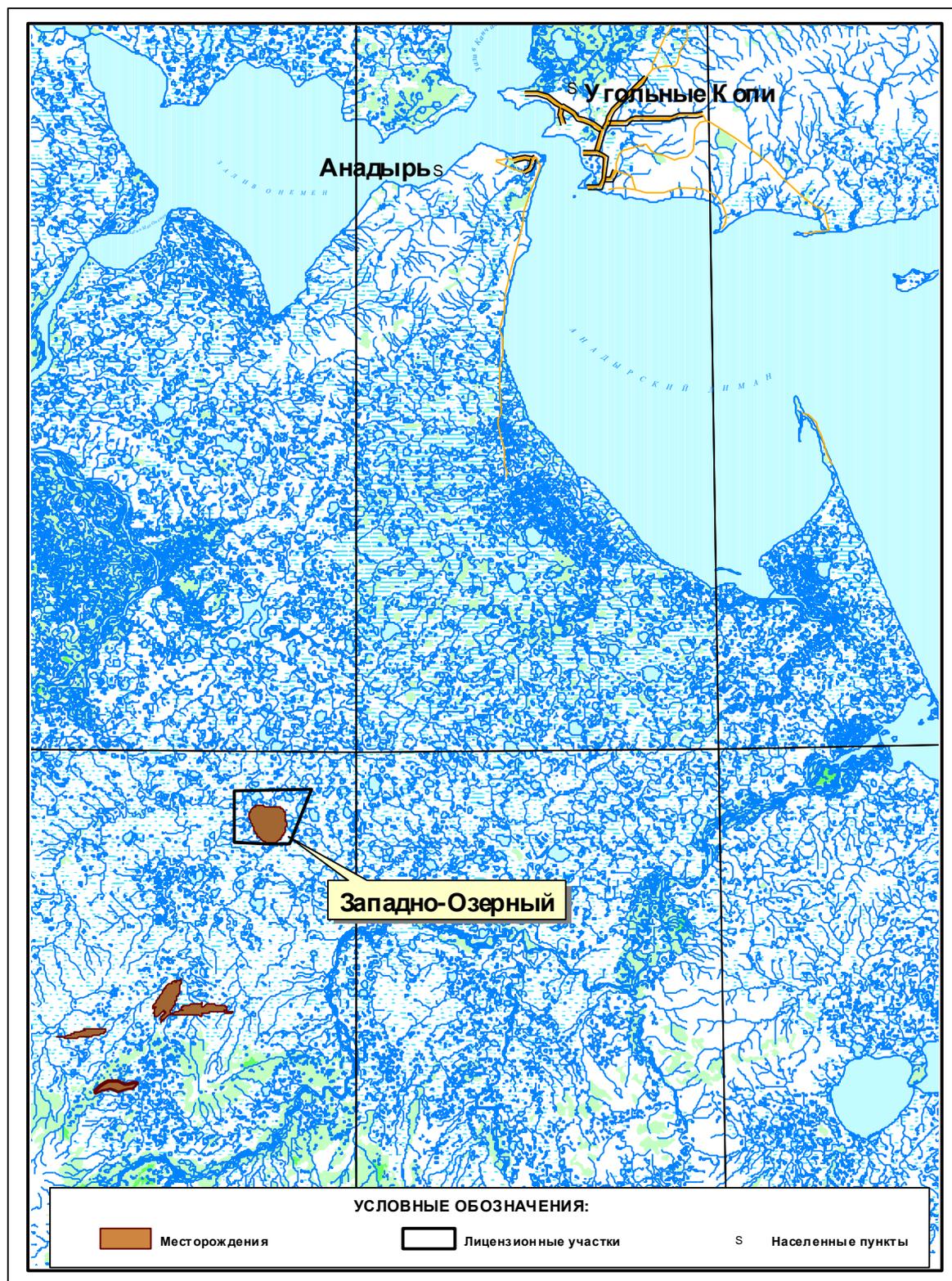


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

Нижне-Анадырская низменность находится в зоне типичной тундры, которая характеризуется холодным летом и умеренно-суровой зимой. Основные климатические особенности этого района и сопредельных пространств Нижне-Анадырской низменности достаточно полно освещают результаты многолетних наблюдений на метеостанции "Яранги", расположенной на берегу реки Великая в 30 км к западу от Западно-Озерного месторождения.

Для растительного покрова Западно-Озерного месторождения характерны типично тундровые ассоциации: тундровые и болотные травы, мхи и редкие низкорослые кустарниковые формы, включающие различные виды ив, карликовых берез и ольхи.

Многочисленные и, преимущественно, небольшие по площади озера, являясь летом достаточным источником питьевой и технической воды, в зимний период – за небольшим исключением – промерзают до дна. Во второй половине зимнего сезона водоснабжение буровых работ при разведке Западно-Озерного месторождения осуществлялось из р. Автаткуль и – в редких случаях – из р. Великая. В дальнейшем, в качестве возможных источников технического и бытового водоснабжения производственных объектов геологоразведочных работ может являться река Телекай и ее наиболее крупные притоки, а также отдельные, наиболее глубокие ледниковые озера. Обеспечение питьевой водой требует ее доставки с п. Беринговский, г. Анадырь или бурения гидрогеологических скважин.

Материально-техническое снабжение геологоразведочных работ осуществлялось в зимний период по временным автотракторным дорогам из г. Анадыря и п. Беринговский. С конца мая до конца ноября транспортная связь площади с базами снабжения поддерживалась, в основном, с помощью вертолетов.

Западно-Озерное месторождение располагается на территории сплошного развития многолетнемерзлых пород. Специальные геокриологические исследования на площади не проводились. Нижняя граница

этой зоны, очевидно, не является четкой и однозначно выраженной физической поверхностью.

Многолетняя мерзлота на территории южной части Анадырской впадины является деградирующей, и температура в криозоне обычно не ниже -1° или -2° C. Такое состояние пород приводит к быстрому растеплению стенок скважины циркулирующим буровым раствором и возникновению осложнений, связанных с осыпанием и небольшими обвалами в интервале верхних 100 м.

Глубина летнего оттаивания на участках, не затронутых деятельностью человека, обычно не превышает 0.5–0.8 м. В случае уничтожения растительного покрова и активного техногенного воздействия глубина зоны протаивания может достигать 2-3 м. При монтаже буровых установок и строительстве привышечных сооружений консервация мерзлых пород достаточно успешно достигается созданием песчано-гравийных насыпей толщиной до 1 м.

Западно-Озерное месторождение расположено на территории видового заказника окружного значения «Тундровый», который был создан с целью охраны водоплавающих перелетных птиц, мест гнездования, отдыха и кормежки. Площадь заказника не превышает 500 тыс. га. Все виды охотничье-промысловых зверей и птиц, обитающих на территории заказника, составляют государственный охотничий фонд. Этим фондом распоряжается управление охотничьего хозяйства Чукотского автономного округа. На территории заказника запрещены работы по возведению всякого рода сооружений, по проведению изыскательских работ и разработке полезных ископаемых без согласования с органами Госохотнадзора.

Трасса газопровода до г. Анадырь проложена от Западно-Озерной площади практически по прямой на северо-восток, до южной излучины 2-ой речки, и далее на север до города вдоль древней приморской песчано-гравийной косы, пригодной для движения автотранспорта без дополнительных земляных работ. Длина трассы составляет 115 км, в том числе около 50 км – вдоль естественной и (ближе к г. Анадырь) существующей насыпной автодороги.

Автодорога в настоящее время не построена.

Завоз грузов на территорию может осуществляться по железной дороге (станция Владивосток), далее морским путем на рейд порта Беринговский, затем по автодорогам и зимникам. Ближайший крупный аэродром находится в г. Анадырь. Аэропорт пос. Беринговский пригоден для эксплуатации самолетов среднего класса и вертолетов.

В настоящее время Западно-Озерное газоконденсатное месторождение является единственным разрабатываемым месторождением углеводородного сырья в данном регионе. Разведочные работы ведутся на Теликайском нефтяном месторождении.

1.2 История освоения месторождения

Впервые Западно-Озерное локальное поднятие, являясь одним из крупнейших структурных элементов Анадырской впадины, выделено впервые в 1964 г. рекогносцировочными работами КМПВ. В 1965 году, на одном из неясно выраженных перегибов отражающих горизонтов, в средней части осадочного чехла, была пробурена структурная скважина К-4 глубиной 1400 м. Скважина вскрыла под чехлом четвертичных осадков только неогеновые терригенные осадочные отложения. Дальнейшими работами МОВ (1966г., 1968г.) выявленная малоамплитудная брахиантиклинальная складка была подготовлена к разведочному бурению. Результаты бурения глубоких параметрических скважин №№ 14 и 15 показали, что построения, использовавшиеся для заложения этих скважин, были весьма неточными.

В 1984 году по результатам полевых исследований 1982-84гг. методом ОГТ, в соответствии с новыми структурными построениями, Западно-Озерное локальное поднятие было официально передано в глубокое поисковое бурение. При этом внимание геологов было акцентировано не столько на малоамплитудной куполовидной локальной структуре в средне-верхнемиоценовых осадках, сколько на зоне выклинивания отложений нижнемиоценовой собольковской свиты, закартированной в западной части

площади. Это нестандартное смещение акцентов было обусловлено, прежде всего, существовавшими представлениями об отсутствии в разрезе среднего-верхнего миоцена экранирующих пластов-покрышек и, соответственно, о неблагоприятных условиях консервации залежей газа. И, во-вторых, повышенным интересом к собольковской свите, связанным с открытием в 1984 г. залежей УВ на Верхне-Телекайской площади.

С учетом этого была заложена первая поисковая скважина № 3 на северо-западе сводовой части Западно-Озерной локальной структуры с таким расчетом, чтобы совместить задачи поисков УВ в пределах замкнутого контура структурной ловушки в верхней части миоценового разреза с поисками литологически экранированных залежей в зоне выклинивания собольковской свиты. Данная скважина достигла забоя 2303 м и вскрыла полный непрерывный разрез миоценовых осадков, а также верхнюю часть позднепалеогеновых отложений. В собольковской свите породы с удовлетворительными коллекторскими свойствами не были обнаружены. При испытании первого объекта в низах озернинской свиты среднего-верхнего миоцена из интервала 877-888 м был получен промышленный приток газа. Таким образом, первая поисковая скважина № 3 явилась «первооткрывательницей» газового многопластового месторождения [1].

В 1988 году, при испытании скважины № 3 в песчаниках озернинской свиты, выявлены 4 газоносных пласта в интервалах глубин 877-888 м, 802-806 м, 673-680 м и 656-661 м. Максимальный дебит газа составил 255 тыс. м³/сут. через штуцер 18 мм. Из интервалов 802-806 м и 673-680 м вместе с газом получены притоки пластовых вод, которые свидетельствуют о вскрытии выявленных газоносных горизонтов на уровне ГВК или вблизи ГВК. Туфогенные песчаники собольковской свиты в зоне их выклинивания, являвшиеся основным поисковым объектом для скважины № 3, вскрыты на глубине 1939-2220 м и опробованы в 4-х интервалах.

После открытия газовых залежей в озернинской свите и ввода Западно-Озерного месторождения в разведочное бурение на данной площади в

несколько этапов были проведены дополнительные детализационные сейсморазведочные работы МОГТ с кратностью 24-48 (Т.Г. Дрокова и др., 1990, 1991, М.В. Трубина и др., 1989, 1994, Л.В. Калинина и др., 1994)[2]. Структурные построения претерпевали постепенные изменения и уточнения, основываясь на вновь поступающих материалах сейсморазведки и разведочного бурения.

Сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на месторождении не проводились.

По результатам строительства скважин № 3 и 5, и существовавших представлений о структурном плане миоценовых отложений, группой специалистов КТЭ ПГО «Сахалингеология» выполнен первый (предварительный) подсчет запасов газа по Западно-Озерному месторождению, согласно которому запасы категории C_1 оценены в 4,99 млрд.м³, категории C_2 – в 6,7 млрд.м³. Как показали последующие работы, объем предварительно оцененных запасов категории C_2 был несколько завышен в связи с недостаточно ясным представлением о геометрии ловушек и латеральной изменчивости продуктивных горизонтов.

В 1990 г. на северном фланге куполовидной Западно-Озерной структуры, в 1,7 км к северо-востоку от скважины № 3, была пробурена разведочная скважина № 6, которая оказалась за контуром газоносности по всем продуктивным горизонтам. Все выявленные ранее продуктивные горизонты были вскрыты на 10-15 м гипсометрически ниже, чем в скважинах № 3 и 5, и оказались водоносными.

Разведочная скважина № 7 была пробурена в 1990 г. в своде Западно-Озерного локального поднятия. В поисковом отношении эта скважина оказалась максимально эффективной, несмотря на осложнения в процессе ее строительства и была доведена до глубины 1312 м (автаткульская свита). В процессе бурения с помощью КИИ-146 в открытом стволе были опробованы 14 интервалов, в том числе 9 газовых. В эксплуатационной колонне испытан 21 объект, из них 14 газовых и 2 газоводяных.

С учетом данных испытания предыдущих скважин количество открытых продуктивных горизонтов в миоценовых отложениях увеличилось до 16, при этом 2 газоносных горизонта открыты в отложениях эчинской свиты на глубине менее 400 м. Максимальные дебиты, превышающие 100 тыс. м³/сут., зарегистрированы, преимущественно, из пластов нижней половины разреза озернинской свиты.

В результате испытания вышеуказанных продуктивных скважин № 3, 5, 7, определилась приуроченность газоносных пластов к трем «укрупненным» интервалам разреза. Нижний этаж из 4-х продуктивных пластов тяготеет к низам озернинской свиты и располагается на глубинах от 800 до 980 м (абсолютные глубины от – 730 до – 920 м). Средний этаж газонасыщенных пластов включает 6 пластов, приуроченных к средней части озернинской свиты, т.е. к интервалам глубин 630-775 м (абсолютные глубины от – 580 до – 715 м). Наконец, 6 верхних продуктивных пластов находятся в верхней части озернинской и в низах эчинской свит на глубинах от 360 до 510 м (абсолютные глубины от – 295 до – 460 м).

Разведочная скважина № 8 была пробурена в 1992 году на южном фланге Западно-Озерного месторождения в 1,5 км к юго-востоку от скважины № 7. На этом участке месторождения в контур газоносности попадают только два верхних пласта и один из пластов средней группы. При этом дебиты притоков газа по сравнению со скважиной № 7 снижаются до 10-40 тыс. м³/сут.

В 1993 году, на завершающей стадии разведки месторождения, на западном его фланге, в 1,3 км к западу от скважины № 7, была пробурена разведочная скважина № 9. Нижняя группа продуктивных пластов в этой скважине находится вне контура газоносности. В средней и верхней группах продуктивных пластов установлено по два газонасыщенных интервала.

В связи с отсутствием реальной программы промышленного освоения месторождения, ГП «Чукотскнефтегазгеология» отказалась от консервации продуктивных скважин. Поэтому все скважины, пробуренные на Западно-Озерной площади, в настоящее время числятся как ликвидированные.

На момент составления «Технологической схемы разработки...» (на 01.01.2007 г.) на Западно-Озерной площади пробурены 10 скважин, в том числе 1 структурная (колонковая), 2 параметрических, 2 поисковых и 5 разведочных. Общий объем проходки, включая структурную скважину К-4, составил 16496 пог.м. Непосредственно в контуре месторождения пробурены шесть скважин (3, 5, 6, 7, 8 и 9) с общим объемом проходки 8049 м, в том числе одна поисковая (№ 3) глубиной 2303 м и пять разведочных (5, 6, 7, 8, 9) общим метражом 5746 м. Из шести пробуренных скважин пять (3, 5, 7, 8, 9) находятся в контуре газоносности, а одна (6) – за его пределами.

Таким образом, процесс разведки сложного многопластового месторождения следует признать достаточно эффективным. Сложившаяся эффективность геологоразведочных работ составляет 287 тыс. м³/м проходки на 10 скважин, а с учетом скважин, пробуренных целенаправленно для разведки месторождения (6 скважин) – 587.5 тыс. м³/м проходки, что выше среднего показателя по России.

В 2003 – 2005 гг. на Западно-Озерном месторождении в соответствии с решениями «Проекта ОПЭ» пробурены 4 эксплуатационные добывающие скважины №№ 103, 101, 102 и 104. Из них одна (скв. 103) вертикальная, остальные – наклонно-направленные.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО-ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Краткая стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфический разрез Западно-Озерной площади представлен отложениями палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Отложения фундамента, представленного породами предположительно мелового возраста, на территории Западно-Озерной площади скважинами глубокого бурения не вскрыты.

Сводный геолого-литологический разрез Западно-Озерной площади представлен на рисунке 2.1[3].

Палеоген

Палеоцен – нижний эоцен

На Западно-Озерной площади, как и, в целом, на Озернинском поднятии, встречены два типа разрезов палеоцен-нижнеэоценовых образований. В районе скважины 15 эти отложения представлены закономерно переслаивающимися углистыми аргиллитами, разнозернистыми туфогенными песчаниками и алевролитами, среди которых присутствуют редкие пласты базальтов и андезитов. Вскрытая вертикальная мощность туфогенно-терригенных отложений, близких по составу к разрезу стратотипа ягельной толщи, составляет 670 м. В 3.5 км к западу от скважины 15, в скважине № 14, в призабойной части разреза вскрыта пачка, преимущественно, вулканогенных пород: переслаивающихся базальтов, андезитов, лито- и витрокластических туфов среднего состава.

Ягельная толща сложена углистыми аргиллитами, алевролитами, гравелитами и туфогенными песчаниками, а также редкими пластами базальтов и туфов, приуроченными к верхним 300 м толщи. Таким образом, в скважине № 14, вероятно, встречены верхи ягельной толщи, а скважиной № 15 вскрыты ее более глубокие горизонты.

перекрывающими отложениями на Западно-Озерной площади недостаточно ясны. Наиболее вероятно несогласное залегание этой толщи, образующей локально развитый базальный горизонт осадочного чехла, на палеоценовых-нижнеэоценовых породах.

На рубеже этой границы отмечается резкое изменение степени метаморфизма органического вещества, рассеянного в породах, и смена состава фораминиферового комплекса. По ряду косвенных признаков, в частности, по материалам сейсморазведки, предполагается несогласное залегание майницкой свиты на отложениях усть-чирынайской толщи, что, в целом, не характерно для Анадырского бассейна.

Верхний эоцен-олигоцен

Майницкая свита в большинстве разрезов Анадырского бассейна достаточно отчетливо подразделяется на две подсвиты – нижнюю, сложенную, в основном, алевролитами и аргиллитами, и верхнюю, образованную, преимущественно, мелкозернистыми песчаниками.

На Западно-Озерной площади осадки верхней подсвиты почти целиком размыты. Лишь в скважине № 3 сохранилась от размыва маломощная пачка плотных мелкозернистых песчаников, залегающая в кровле палеогеновых отложений и, охарактеризованная находками олигоценовых моллюсков. Толщина этой пачки не превышает 48 м. К востоку от скважины № 3 под чехлом неогеновых осадков залегает типичная нижняя подсвита майницкой свиты мощностью от 805 до 1087 м[3].

Нижняя подсвита майницкой свиты сложена, в основном, серыми глинистыми и песчано-глинистыми, иногда слабо известковистыми, полимиктовыми алевролитами, на долю которых приходится не менее 70 % разреза подсвиты. Подчиненное положение занимают аргиллиты (около 20 % разреза), мелкозернистые полимиктовые песчаники и известняки, образующие тонкие редкие пропластки.

Обломочная часть алевролитов и песчаников представлена зернами кварца, полевых шпатов, эффузивных пород и глинистых сланцев,

сцементированными глинистой, карбонатно-глинистой, иногда кремнисто-глинистой массой.

Возраст отложений майницкой свиты обоснован богатым комплексом ископаемых фораминифер. Нижняя подсвита уверенно датируется поздним эоцен-олигоценом, а песчаники верхней подсвиты сформированы, очевидно, во второй половине олигоцена.

Неоген

Миоцен. Нижний миоцен

Отложения *собольковской свиты* вскрыты только на западе рассматриваемой площади и представлены монотонной толщей зеленовато-серых, плотных, туфогенных, преимущественно, мелкозернистых, плохо отсортированных песчаников, включающих редкие пропластки алевролитов. Обломочная часть песчаников занимает 80-90 % объема пород и представлена, в основном, андезитами, дацитами и осколками сильно измененных плагиоклазов. Цементирующий материал имеет вторичную природу и сложен хлорит-цеолитовой массой с примесью карбонатов, титанистых минералов и эпидота. Песчаники собольковской свиты хорошо отличаются от песчаников верхнемайницкой подсвиты массовым развитием вторичных цеолитов, более высокими плотностью и удельным электрическим сопротивлением. Восточнее, в скважинах 14 и 15 песчаники собольковской свиты полностью «выпадают» из разрезов. По данным сейсморазведочных работ, линия выклинивания (размыва) собольковской свиты намечается, примерно, в 1 км к юго-западу от скважины 14. Мощность свиты 290 м.

Нижний миоцен

Гагаринская свита сложена незакономерно переслаивающимися мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, повсеместно «зараженными» углефицированным растительным детритом. Наиболее полный разрез свиты мощностью 550 м вскрыт скважиной 3. В восточном направлении мощность описываемых отложений постепенно уменьшается вплоть до полного их размыва в северо-западной части площади (скважина 15). В разрезе

скважины 14 в гагаринской свите, мощность которой оценивается в 241 м, доминируют серые мелкозернистые песчаники[4].

Нижний-средний миоцен

Отложения *автаткульской свиты* на Западно-Озерной площади пользуются повсеместным распространением и представлены толщей светло-серых, разномзернистых, часто известковистых, полимиктовых песчаников. В целом, на долю песчаников приходится около 75-80 % объема свиты. Подчиненное положение имеют прослои алевролитов, гравелитов и мелкогалечных конгломератов. Кластическая часть песчаников сложена, в основном, обломками кварца (10-50 %) и эффузивных пород различного петрографического состава при преобладании обломков дацитов. Цемент песчаников имеет монтмориллонит-гидрослюдистый состав при постоянной, более или менее значительной примеси кальцита. Автаткульская свита характеризуется наличием большого количества ископаемых моллюсков.

Мощность свиты 116÷134 м.

Средний миоцен

Отложения среднего-верхнего миоцена, залегающие на автаткульской свите, объединяются в телекайский стратиграфический горизонт, который является основным газосодержащим горизонтом на рассматриваемой территории. В центральной (Озернинской) фациальной зоне, в которую входит Западно-Озерная площадь, отложения этого горизонта достаточно отчетливо подразделяются снизу вверх на елисеевскую, озернинскую и эчинскую свиты, отличающиеся друг от друга по литологическим признакам.

Елисеевская свита представляет собой довольно однородную толщу песчаных алевролитов и глинисто-алевритистых мелкозернистых песчаников, в которых закономерно рассеяны галечные обломки различного петрографического состава и угловато окатанные, мелкие обломки углей.

Осадки елисеевской свиты, представляющей нижний элемент средне-верхнемиоценового телекайского горизонта, целиком относятся к среднему миоцену. Относительное похолодание, соответствующее фазе

среднемиоценового климатического пессимума, отразились в характерном для свиты специфическом комплексе спор и пыльцы и в присутствии экзотических галек ледового разноса.

Мощность свиты 170÷236 м.

Средний – верхний миоцен

Озернинская свита является основной в телекайском горизонте по содержащимся в ней запасам газа и сложена переслаивающимися светло-серыми песчаниками и серыми глинистыми и глинисто-песчанистыми алевролитами с многочисленными прослоями аргиллитоподобных глин, известковистых песчаников, мелкогалечных конгломератов и бурых углей. В верхней части разреза свиты встречаются пласты рыхлых, почти несцементированных песчаников (песков). Мощности однородных песчаных слоев колеблются от долей метра до 5–10 м. Значительную роль в разрезе играют плохо отсортированные породы, представляющие смесь находящихся в почти равных соотношениях псаммитовых и алевроитовых обломков. Прослой углей обычно имеют незначительную толщину: от 0.4 до 2.5 м. В разрезе скважины К-4, пробуренной со сплошным отбором керна, в озернинской свите встречены 13 угольных пластов мощностью от 0.4 до 1.4 м.

Обломочная часть песчаников озернинской свиты сложена кварцем (10-35 %), плагиоклазами (20-50 %), калиевым полевым шпатом (2-10 %), эффузивами кислого состава (20-50 %), кремнистыми породами (5-10 %) и аргиллитами (до 15 %). Почти постоянно присутствуют обломки андезитовых порфиритов (1-10 %), серицитовых сланцев и гранитоидов. Акцессорные минералы представлены апатитом, сфеном, эпидотом и рудными минералами.

Мощность свиты 575÷658 м.

Верхний миоцен

Эчинская свита сложена переслаивающимися серыми, слабо сцементированными мелкозернистыми песчаниками, песчано-глинистыми алевролитами и углистыми глинами, содержащими до 20 и более прослоев лигнитоподобных углей. Толщины таких угольных пластов колеблются от 0.2

до 1.8 м. Характер переслаивания песчаников и алевро-пелитовых пород более грубый, чем в отложениях нижележащей озернинской свиты. Петрографический состав обломочной части пород и цементирующего глинистого материала не отличаются от характеристик озернинской свиты.

На диаграммах электрического каротажа в разрезах отложений телекайского горизонта эчинская свита характеризуется наиболее высоким средним уровнем кажущихся сопротивлений. Это связано с аномальной обогащенностью пород рассеянным углистым материалом, насыщением пород-коллекторов слабо минерализованными, почти пресными водами.

Мощность свиты 275÷458 м.

Антропоген

Средний-верхний плейстоцен-голоцен

Четвертичные осадки покрывают Западно-Озерную площадь сплошным чехлом и сложены галечниками, песками, супесями, суглинками и глинами. В целом, четвертичные отложения центральной части Анадырской впадины представляют пестрое сочетание флювиогляциальных, аллювиальных и озерно-болотных осадков.

Мощность отложений 100÷130 м[4].

2.2 Тектоническая характеристика продуктивных пластов

Западно-Озерная площадь располагается в центральной части Анадырской впадины, наложенной на зону сочленения Анадырско-Корякской складчатой системы с Охотско-Чукотским вулканогенным поясом.

В целом Анадырская впадина представляет собой наложенную отрицательную структуру позднеорогенного этапа развития Анадырско-Корякской складчатой системы. Границы впадины отождествляются с границами территории современного распространения неогеновых осадков. Схема тектонического районирования континентальной части Анадырской впадины приведена на рисунке 3.

В северной части этой тектонической депрессии, обособившейся на стадии позднекайнозойской (неогеновой) активизации орогенических

движений, кайнозойский осадочный терригенный чехол залегает на вулканогенных образованиях палеоцена - нижнего эоцена, пространственно и генетически связанных с Охотско-Чукотским поясом.

В южном направлении вулканогенный комплекс расслаивается, а далее почти полностью замещается туфогенно-терригенными осадочными отложениями. Наиболее ярко эти изменения вещественного состава основания Анадырского бассейна проявлены в центральной части впадины, где в разрезах близко расположенных друг к другу скважин соседствуют или образуют сложные комбинации палеоцен-нижнеэоценовые образования осадочного, вулканогенно-осадочного и вулканического генезиса.

Осадочный чехол Анадырского бассейна сложен комплексом терригенных отложений от среднего эоцена до антропогена. В целом, этот комплекс (структурный этаж) расчленяется на три структурных яруса (В.В. Иванов, 1985)[5].

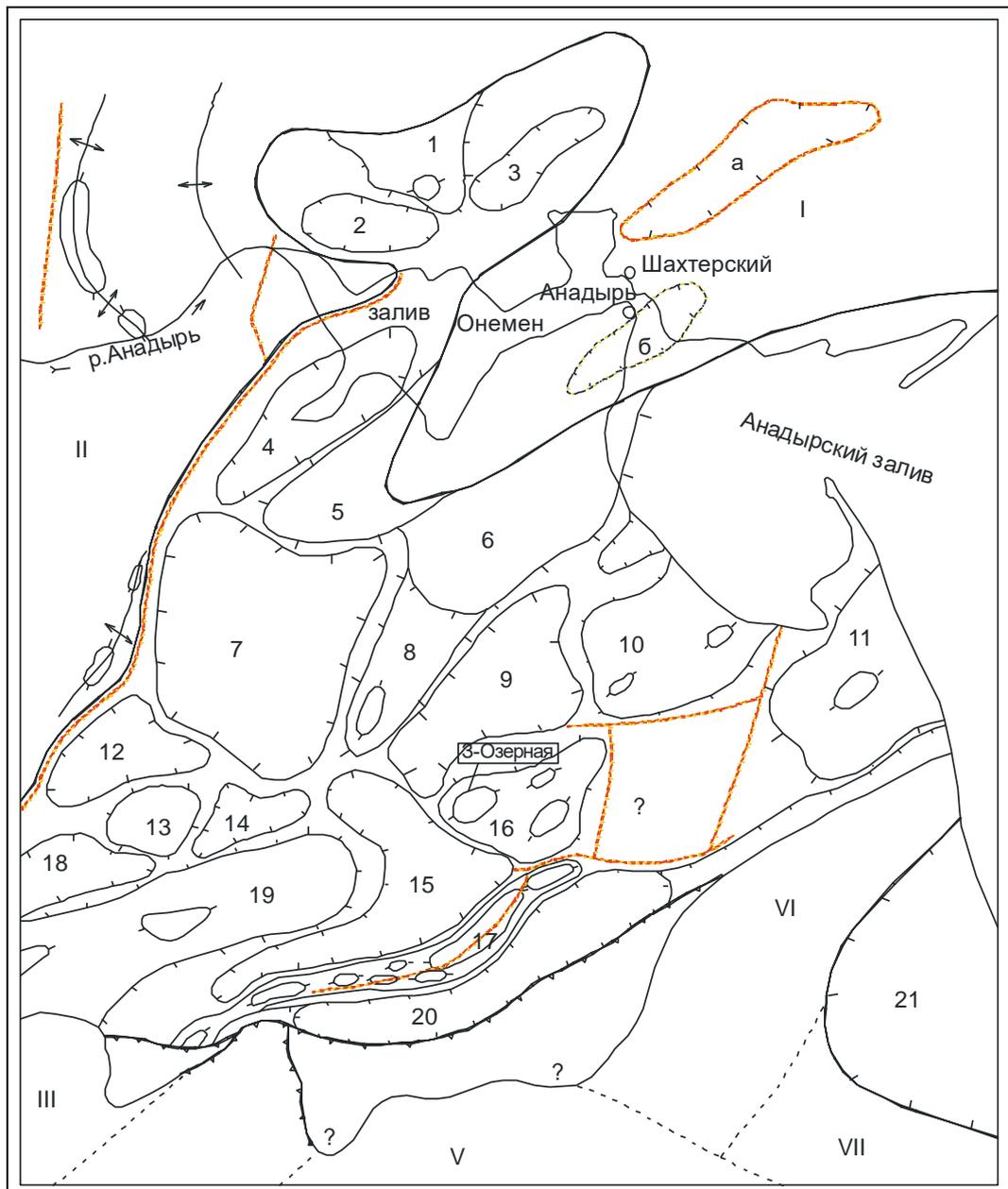


Рисунок 3 – Схема тектонического районирования наземной части Анадырской впадины

Нижнему ярусу соответствует морская, преимущественно пелитовая формация среднего эоцена-олигоцена, средний ярус образован ассоциацией прибрежно-морских терригенных, иногда туфогенно-терригенных или угленосных отложений миоцена, к верхнему ярусу относятся осадки позднего плиоцена и четвертичного периода.

В центральной части Анадырской впадины отчетливо выделяется изометричный выступ палеоцен-нижнеэоценового основания, в своде которого толщина осадочного чехла по данным гравirazведки предположительно

сокращается до 1.4–1.5 км. Западно-Озерное газовое месторождение располагается между этим выступом и узким прогибом, в осевой зоне которого поверхность основания впадины погружена на глубину более 6 км.

По подошве неогеновых осадков выступу основания соответствует Озернинское поднятие, оконтуриваемое, в общих чертах, изогипсой – 2.0 км. Западно-Озерная площадь приурочена к западному склону Озернинского поднятия, обращенному в сторону Проточного прогиба. В пределах рассматриваемой площади поверхность палеоцен-нижнеэоценовых образований на расстоянии 10-12 км погружается с 2.5 до 5 км. Соответственно, в этом же направлении, быстро возрастает мощность осадочного чехла, в основном, за счет увеличения эоцен-олигоценовых и нижнемиоценовых осадков, отсутствующих в центре Озернинского поднятия[5].

Многолетние сейсмические работы на Западно-Озерной площади, как было отмечено выше, завершены в 1994 году составлением серии структурных схем по различным сейсмическим отражающим горизонтам, соответствующим разным стратиграфическим уровням.

По уровню размытой поверхности майницкой свиты Западно-Озерной площади соответствует участок крутого моноклиального склона. Вверх по восстанию этого склона кровля палеогена воздымается с глубины 2700-2800 м до а. о. -1395 м в скважине №15. Кровля отложений собольковской свиты также образует слабо деформированную моноклиаль, но при более пологих углах наклона ее поверхности. В северо-восточной части площади отложения собольковской свиты, как и верхней подсвиты майницкой свиты, выклиниваются и в разрезах скважин № 14 и 15 отсутствуют.

Западно-Озерная локальная замкнутая структура в виде малоамплитудной брахиантиклинали, имеющей северо-восточное простирание, появляется на стратиграфическом уровне кровли гагаринской подошвы-автаткульской свит. В отложениях озернинской свиты среднего-верхнего миоцена Западно-Озерное локальное поднятие имеет почти классическую форму купола с пологими крыльями, нарушенными малоамплитудными

разрывными дислокациями.

Амплитуда Западно-Озерного куполовидного локального поднятия по подошве озернинской свиты не превышает 100-110 м и с незначительными вариациями сохраняется вплоть до уровня подошвы эчинской свиты. Углы наклона крыльев поднятия в средне-верхнемиоценовых отложениях не превышают 3-4°. Сводовая часть складки по разным горизонтам испытывает в плане плавные смещения (в основном, в юго-восточном направлении) что, в конечном итоге, определяет смещения контуров газоносности по различным продуктивным пластам.

2.3 Газоносность продуктивных пластов

В районе Западно-Озерного месторождения этаж газоносности охватывает комплекс осадочных пород телекайского горизонта средне-верхнемиоценового возраста[6].

Месторождение приурочено к одноименной куполовидной складке в отложениях средне-верхнего миоцена. Данная структура имеет относительно простое строение и характеризуется пологим наклоном крыльев. Поперечные размеры складки по наиболее глубоким замкнутым изогипсам на уровнях различных пластов средне-верхнемиоценовых терригенных осадков изменяются от 6-7 до 8-8.5 км. Максимальная высота складки не превышает 100-110 м. Разрывные нарушения в продуктивной части разреза до момента проведения настоящих работ не установлены.

В пределах верхней тысячи метров разреза установлены 16 продуктивных газоносных пластов, включающие залежи газа, представляющие промышленный интерес. Всего в скважинах в процессе бурения испытано 130 объектов, из них в колонне по методике «снизу-вверх» – 66 объектов.

При выделении подсчетных объектов на месторождении учитывались данные опробования скважин, анализы керна, промыслово-геофизических исследований и результаты детальной корреляции разрезов скважин.

Газовые залежи располагаются в песчано-глинистых отложениях озернинской свиты и в нижней части разреза эчинской свиты в интервале

относительных глубин от 360 до 942 м. (абсолютные глубины – от –295 до –881 м).

Залежи газа размещаются в относительно маломощных пластах, эффективные толщины которых изменяются в пределах от 0.4 до 17.4 м. Для половины продуктивных пластов характерны изменения толщин по площади. Для нескольких пластов отмечено выклинивание, замещение «неколлектором» или появление локальных литологических барьеров, обуславливающих разделение таких пластов на участки, разобщенные в гидродинамическом отношении.

Таким образом, наряду с обычными структурными ловушками, к которым приурочены пластово-сводовые залежи, установлено присутствие комбинированных структурно-литологических ловушек.

Газовые залежи Западно-Озерного месторождения, по классификации А.А. Бакирова, относятся к ненарушенным разломами сводовым залежам структурного класса и, частично, к литологически экранированным залежам.

Характеристика залежей газа приведена в таблице 1.

На 1.11.2015г. газоносные пласты вскрыты 10 поисково-разведочными скважинами: №№ 3, 4, 4к, 5, 6, 7, 8, 9, 14, 15 и 4-мя эксплуатационными: №№ 103, 101, 102 и 104. Скважина № 103 вертикальная, пробурена с отбором керна из продуктивных пластов.

В скважине-первооткрывательнице 3 при испытании в песчаниках озернинской свиты выявлено 4 газоносных пласта в интервалах глубин 877-999 м, 802-806 м, 673-680 м и 656-661 м. Максимальные дебиты газа составили 194-255 тыс. м³/сут. Из интервалов 802-806 м и 673-680 м вместе с газом получены притоки пластовых вод, которые свидетельствуют о вскрытии выявленных газоносных горизонтов на уровне газоводяных контактов (ГВК) или вблизи ГВК.

Таблица 1 – Краткая характеристика залежей Западно-Озерного месторождения

Пласт/залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км x км	Площадь залежи, 10 ³ м ²	Абсолютная отметка кровли, м	Абсолютная отметка ГВК, м	Высота залежи, м	
ТЛ ₁	пластово-сводовая	4,75 x 5,5	21705	288,0	339,0	51,0	
ТЛ ₂	пластово-сводовая	3,25 x 3,0	8643	315,0	343,6	28,6	
ТЛ ₃	массивная	1,23 x 1,75	1399	335,0	344,8	9,8	
ТЛ ₄	пластово-сводовая	3,0 x 3,125	6749	346,0	371,0	25,0	
ТЛ ₅	массивная	1,75 x 1,37	1996	367,0	380,0	13,0	
ТЛ ₇	массивная	2,1 x 1,6	2073	395,0	412,0	17,0	
ТЛ ₁₆	пластово-сводовая	4,2 x 4,3	10461	565,0	595,0	30,0	
ТЛ ₁₇	пластово-сводовая	4,5 x 5,1	13902	575,0	619,0	44,0	
ТЛ ₁₈	пластово-сводовая	4,5 x 3,5	8525	590,0	624,0	34,0	
ТЛ ₁₉	пластово-сводовая	2,2 x 2,7	4419	612,0	631,0	19,0	
ТЛ ₂₀	пластово-сводовая	2,8 x 3,0	4813	635,0	653,0	17,0	
ТЛ ₂₂	пластово-сводовая	2,0 x 2,0	2730	665,0	682,7	17,7	
ТЛ ₂₆	массивная, тектонически экранированная	1,1 x 2,18	1037	740,0	751,0	11,0	
ТЛ ₃₁	р-н скв. 3	массивная, тектонически экранированная	3,88 x 3,88	1970	816,0	835,0	19,0
	р-н скв. 5, 7			5115	800,0	837,0	37,0
ТЛ ₃₂	массивная, тектонически экранированная	2,93 x 3,45	6855	815,0	864,0	49,0	
ТЛ ₃₃	массивная, тектонически экранированная	3,4 x 3,6	7592	835,0	886,0	51,0	

При прослеживании и обосновании ГВК в залежах были использованы данные ГИС и результаты испытания. Для всех продуктивных пластов принято горизонтальное положение ГВК. Однако по комплексу геолого-геофизических данных из 16 продуктивных пластов положение ГВК на сегодняшний день однозначно установлено только в 11 пластах. Диапазон неопределенности по другим пластам составляет 4-7 метров, что соответствует 20 – 25 % предварительно оцененных запасов категории C₂[5].

2.4 Геолого-физические характеристики пластов

По результатам всех видов исследований составлена геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Западно-Озерного месторождения (таблица 2), параметры и значения которой приняты для проектирования[6].

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов
Западно-Озерного месторождения

Показатели	Горизонты					
	ТЛ ₁	ТЛ ₂	ТЛ ₃	ТЛ ₄	ТЛ ₅	ТЛ ₇
1. Абсолютная отметка свода залежи, м	288	315	335	346	367	395
2. Общая толщина, м	1.4-17.4	0.6-11.8	1.2-6.0	9.0-14.6	3.4-11.0	1.4-5.6
3. Газонасыщенная толщина, м	8,07	6,26	3,73	8,52	3,13	3,58
4. Пористость, доли	0.10-0.39	0.12-0.39	0.21-0.27	0.28-0.35	0.20-0.35	0.29-0.33
5. Проницаемость, мД	1-248	1-268	1-220	20-380	1-320	10-160
6. Нач. пластовое давление, атм.	35,9	37	39,3	37,6	39,4	43,7
7. Абсолютная отметка ГВК, м	339	343,6	344,8	371	380	412
8. Плотность газа, кг/м ³	0,5656	0,5656	0,5656	0,5656	0,5656	0,5663
9. Коэффициент сжимаемости газа	1,086	1,088	1,092	1,094	1,093	1,1
10. Пластовая температура, °С	10,8	10,92	10,94	11,73	11,96	12,85
11. Вязкость газа в пластовых условиях, сПз	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,006
12. Остаточная водонасыщенность, доли	0,56	0,64	0,55	0,67	0,64	0,58
13. Содержание метана, %	96.85-97.48	95,8	96,7	96	97,77	95,89
14. Плотность воды, г/см ³	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01

Продолжение таблицы 2

Показатели	Горизонты					
	ТЛ ₁₆	ТЛ ₁₇	ТЛ ₁₈	ТЛ ₁₉	ТЛ ₂₀	ТЛ ₂₂
1. Абсолютная отметка свода залежи, м	565	675	590	612	635	665
2. Общая толщина, м	0.6-5.4	2.0-6.0	2.8-9.6	4.2-9.0	2.2-6.2	1.2-9.6
3. Газонасыщенная толщина, м	4,14	3,49	5,74	3,93	2,18	3,55
4. Пористость, доли	0.25-0.32	0.27-0.30	0.27-0.29	0.27-0.30	0.26-0.30	0.26-0.30
5. Проницаемость, мД	1-175	1-160	10-80	1-195	15-190	5-105
6. Нач. пластовое давление, атм.	61,2	65,5	66,9	65,5	67,2	73,4
7. Абсолютная отметка ГВК, м	595	619	623.0-625.0	631	653	682,7
8. Плотность газа, кг/м ³	0,057	0,057	0,057	0,5688	0,5681	0,5679
9. Коэффициент сжимаемости газа	1,125	1,125	1,09	1,135	1,136	1146
10. Пластовая температура, °С	20	20,71	20,83	20,96	22,22	23,19
11. Вязкость газа в пластовых условиях, сПз	0,012	0,012	0,014	0,014	0,015	0,017
12. Остаточная водонасыщенность, доли	0,64	0,59	0,56	0,64	0,61	0,7
13. Содержание метана, %	96,65	96.0-96.87	94.5 - 99.1	97.7-97.9	96,14	94.7-97.5
14. Плотность воды, г/см ³	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01

Продолжение таблицы 2

Показатели	Горизонты			
	ТЛ ₂₆	ТЛ ₃₁	ТЛ ₃₂	ТЛ ₃₃
1. Абсолютная отметка свода залежи, м	740/725	816/800	815	835
2. Общая толщина, м	3.0-9.0	0.4-16.6	3.2-10.2	3.4-12.2
3. Газонасыщенная толщина, м	1,84	7.59/6.45	6,35	6,12
4. Пористость, доли	0.27-0.29	0.25-0.30	0.23-0.26	0.23-0.28
5. Проницаемость, мД	9-103	1.1-208	16-118	6-146
6. Нач. пластовое давление, атм.	80,4	88.7/89.7	91,8	94,3
7. Абсолютная отметка ГВК, м	751/737.0	835/837.0	864	886
8. Плотность газа, кг/м ³	0,5703	0,5765	0,5765	0,5765
9. Коэффициент сжимаемости газа	1,149	1,16	1,164	1,156
10. Пластовая температура, °С	26,33	28,83	30,3	30,3
11. Вязкость газа в пластовых условиях, сПз	0,021	0,025	0,027	0,028
12. Остаточная водонасыщенность, доли	0,62	0.7/0.67	0,65	0,59
13. Содержание метана, %	96,02	94.5-96.9	52,7	51,9
14. Плотность воды, г/см ³	1,01	1,01	1,01	1,01

2.5 Свойства и состав пластового газа

Характеристика свободных газов горизонтов с доказанной промышленной продуктивностью приведена в таблице результатов анализов газа Западно-Озерного месторождения (таблица 3). В эту таблицу включены результаты лабораторных анализов 37 проб газа, в том числе 8 проб были отобраны при испытании скважин в процессе бурения с помощью ИПТ. Эти 8 проб по информативности являются менее представительными, поскольку интервалы опробования с помощью ИПТ могли охватить и водонасыщенные пропластки, то есть, возможна примесь водорастворенных газов. Однако, из представленной таблицы видно, что результаты этих 8-ми анализов достаточно хорошо согласуются с остальным объемом аналитических исследований.

Газы всех 16-ти продуктивных горизонтов Западно-Озерного месторождения являются сухими метановыми. Содержание метана изменяется в пределах 94.3÷99.25 % объема. Сумма тяжелых гомологов метана (до гексана включительно), как правило, не превышает 0.5 %. В отличие от водорастворенных газов содержание азота невелико и изменяется от 0.5 до 5.0 % [7].

Таблица 3 – Результаты анализов свободного газа из продуктивных пластов Западно-Озерного месторождения

№ п/п	№ скв.	Интервал исследования, м	Пласт	Условия отбора проб	Относит. уд. вес по воздуху	Содержание, % по объему																	
						CO ₂	N ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂	nC ₆ H ₁₄	iC ₆ H ₁₄	C ₃ H ₆	C ₄ H ₈	He	O ₂	H ₂ S	
1	3	1061.6-1141.6	N1el	На устье	0,6187	0,1	15,280	-	84,540	0,0754	0,0005	0,00014	0,00017	Следы	Следы								
2	3	455-890	ТЛ 5 - ТЛ 31	Из необсаженного интервала на устье	0,5687	0,15	2,980	-	96,840	0,023	0,004	0,00014	0,0005	Следы	Следы								
3	3	455-890	ТЛ 5 - ТЛ 31	Из необсаженного интервала на устье	0,5693	0,09	3,370	-	96,510	0,026	0,0004	0,0001	0,0005	Следы	Следы								
4	3	455-890	ТЛ 5 - ТЛ 31	Из необсаженного интервала на устье	0,5639	0,12	2,040	-	97,810	0,0224	0,0004	0,0001	0,0005	Следы	Следы								
5	3	1435-1476	N1el	На устье	0,5987	-	11,03	0,018	88,609	0,04297	Следы	-	-										
6	3	1504-1581	N1el	На устье	0,5718	-	4,2	0,01	95,76	0,023325	Следы	-	-										
7	4	674.7-726.7	ТЛ 14+15 - ТЛ 16	КИИ - 146 (1 объект)	0,5929	-	9,21	0,1	90,59	0,05	0,016	0,008	0,006	0,002	0,0035	0,0004	0,0005				0,0136		
8	4	848-890	ТЛ 23 - ТЛ 25	КИИ - 146 (2 объект)	0,5917	-	8,19	0,02	91,52	0,24	0,013	0,007	0,006	0,001	0,0024	0,0002	0,0004				-		
9	4	893-933	ТЛ 26 - ТЛ 27	КИИ - 146 (3 объект)	0,6076	-	12,62	0,01	87,28	0,06	0,013	0,007	0,004	0,003	0,002	0,0004	0,0006				-		
10	4	935-959	ТЛ 28 - ТЛ 29	КИИ - 146 (4 объект)	0,5862	-	7,38	0,03	92,45	0,13	0,003	0,003	0,001	0,001	0,001	0,0004	0,0006				-		
11	4	967-997	ТЛ 29 - ТЛ 31	КИИ - 146 (5 объект)	0,6129	-	12,23	0,25	86,88	0,18	0,189	0,118	0,075	0,038	0,017	0,0085	0,0145				-		
12	4	1002-1027	ТЛ 31 - ТЛ 32	КИИ - 146 (6 объект)	0,6158	-	14,04	0,03	85,65	0,07	0,064	0,053	0,041	0,014	0,03	0,0022	0,0058				-		
13	4	1043.2-1105	ТЛ 33 - N1el	КИИ - 146 (7 объект)	0,5993	-	10,6	0,03	89,26	0,1	0,005	0,001	0,001	0,001	0,001	0,0005	0,0005				-		
14	5	542-590	ТЛ 11 - ТЛ 13	КИИ - 146 (1 объект)	0,5681	-	3,07	-	96,807	0,05184	0,02092	0,01602	0,00817	0,0079	0,00898	0,00301	0,00516			0,0008		-	
15	5	595.6-613.6	ТЛ 13 - ТЛ 14+15	КИИ - 146 (2 объект)	0,5682	-	3,07	-	96,88	0,00369	0,00814	0,00696	0,00333	0,00366	0,0043	0,00129	0,00206			0,00041		-	
16	5	654-665	ТЛ 17	КИИ - 146 (3 объект)	0,5715	-	3,68	-	96,002	0,07258	0,00255	0,00078	0,00257	0,00024	0,00072	0,00017	0,00026			0,00115		0,237	
17	5	670-704.5	ТЛ 18 - ТЛ 19	КИИ - 146 (5 объект)	0,5705	-	3,68	-	96,157	0,03917	0,00098	0,0007	0,00203	0,00008	0,00035	0,00001	0,00022			0,00102		0,118	
18	5	743.7-764.2	ТЛ 22	КИИ - 146 (6 объект)	0,603	-	11,62	-	87,9	0,2274	0,020824	0,014994	0,00613	0,00169	0,00546	0,00024	0,0012			0,00788		0,2	
19	5	766-794	ТЛ 23 - ТЛ 25	КИИ - 146 (7 объект)	0,568	-	2,52	-	96,91	0,41126	0,00601	0,00921	0,002499	0,000567	0,00226	0,00012	0,00041			0,0055		0,13	
20	5	799.5-807	ТЛ 25	КИИ - 146 (8 объект)	0,5573	-	0,25	-	99,38	0,3541	0,00264	0,00918	0,0033	0,00035	0,00141	0,00003	0,00026			0,00062		-	
21	5	808.5-819	ТЛ 26	КИИ - 146 (9 объект)	0,5648	-	1,83	-	97,64	0,4009	0,00081	0,01149	0,0043	0,00011	0,00046	0,00004	0,00018			0,00074		0,11	
22	5	822-875	ТЛ 27 - ТЛ 30	КИИ - 146 (10 объект)	0,5813	-	6,07	-	93,55	0,26496	0,00031	0,00005	0,00024	0,00005	0,00056	0,00003	0,00005					0,11	
23	5	878.5-889	ТЛ 30 - ТЛ 31	КИИ - 146 (11 объект)	0,5499	-	5	-	94,46	0,32256	0,03258	0,0054	0,01314	0,00089	0,00325	0,00013	0,00052					0,16	
24	5	884-892	ТЛ 31	в колонне, (4 объект)	0,757	-	4,44	0,018	95,264	0,2304	0,0172	0,002	0,0051	0,0004	0,0009	0,0001	0,0003			0,022		-	
25	5	874-904	ТЛ 30 - ТЛ 31	КИИ - 146 (13 объект)	0,569	-	2,79	-	96,69	0,30412	0,0249	0,00435	0,01076	0,00067	0,00263	0,00008	0,00037					0,17	
26	5	901-912	ТЛ 32	в колонне, (3 объект)	0,5802	-	3,93	-	95,282	0,5126	0,1486	0,0535	0,0373	0,012	0,0168	0,0027	0,0048					-	
27	5	923-927	ТЛ 33	в колонне, (2 объект)	0,5694	-	1,61	-	97,75	0,408	0,126	0,05	0,032	0,01	0,015	0,002	0,0041					-	
28	5	935-942	ТЛ 33	в колонне, (1 объект)	0,5759	0,59	3,02	-	96,1451	0,2246	0,0143	0,0025	0,0024	0,00034	0,00057	0,00007	0,0001					-	
29	5	690-700	ТЛ 19	в колонне (V объект)	0,5726	-	4,33	0,01	95,54	0,08	0,004	0,003	0,004	0,004	0,003	0,0004	0,0006			0,021			
30	5	674-683	ТЛ 18	в колонне (VI объект)	0,5771	-	5,44	0,01	94,48	0,044	0,004	0,003	0,004	0,004	0,004	0,0005	0,0015			0,016			
31	5	547-556	ТЛ 11	в колонне (VII объект)	0,5729	-	2,08	0,01	97,76	0,06	0,004	0,003	0,004	0,001	0,003	0,0006	0,0014			0,011			
32	6	641-692.7	ТЛ 14+15 - ТЛ 18	КИИ - 146 (1 объект)	0,5974	0,35	4,14	0,01	93,94	0,21	0,598	0,258	0,301	0,055	0,1247	0,0032	0,0101				-		
33	6	798.6-823.1	ТЛ 25 - ТЛ 26	КИИ - 146 (2 объект)	0,7974	0,28	56,67	0,03	42,54	0,04	0,127	0,092	0,125	0,027	0,0629	0,0016	0,0066				-		

Продолжение таблицы 3

№ п/п	№ скв.	Интервал исследования, м	Пласт	Условия отбора проб	Относит. уд. вес по воздуху	Содержание, % по объему																
						CO ₂	N ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂	nC ₆ H ₁₄	iC ₆ H ₁₄	C ₃ H ₆	C ₄ H ₈	He	O ₂	H ₂ S
34	6	886-898.3	ТЛ 31	КИИ - 146 (3 объект)	0,5795	0,7	3,84	0,05	95,13	0,17	0,019	0,023	0,028	0,011	0,0239	0,0015	0,0036			-		
35	6	907-927	ТЛ 32	КИИ - 146 (4 объект)	0,5901	0,5	6,99	-	92,23	0,21	0,012	0,014	0,019	0,005	0,0171	0,0006	0,0023			-		
36	6	900.8-963.3	ТЛ 31 - N1 el	КИИ - 146 (5 объект)	0,8027	0,64	58,51	-	40,77	0,06	0,003	0,003	0,004	0,002	0,0054	0,0012	0,0014			-		
37	7	405.8-434.0	ТЛ 3 - ТЛ 4	КИИ - 146 (1 объект)	0,5663	-	1,47	-	97,87	0,31	0,192	0,07	0,049	0,013	0,021	0,0014	0,0036			-		
38	7	502.5-559	ТЛ 9 - ТЛ 12	КИИ - 146 (2 объект)	0,5737	-	4,32	-	95,53	0,06	0,043	0,021	0,014	0,004	0,006	0,0004	0,0016			-		
39	7	580-607.2	ТЛ 13 - ТЛ 14+15	КИИ - 146 (3 объект)	0,692	1,95	28,3	-	69,59	0,04	0,031	0,031	0,02	0,015	0,017	0,0018	0,0042			-		
40	7	663.4-672.4	ТЛ 18	КИИ - 146 (5 объект)	0,5662	-	2,75	-	97,17	0,06	0,006	0,004	0,004	0,002	0,003	0,0002	0,0008			-		
41	7	683.2-703.2	ТЛ 19	КИИ - 146 (6 объект)	0,564	-	2,23	-	97,71	0,05	0,002	0,002	0,003	0,001	0,001	0,0003	0,0007			-		
42	7	733.9-753.9	ТЛ 22	КИИ - 146 (7 объект)	0,565	-	2,18	-	97,51	0,29	0,003	0,003	0,009	0,001	0,003	0,0002	0,0008			-		
43	7	775.8-788.7	ТЛ 23	КИИ - 146 (8 объект)	0,565	-	2,18	-	97,5	0,31	0,002	0,001	0,004	0,001	0,001	0,0001	0,0009			-		
44	7	801.4-816.2	ТЛ 26 - ТЛ 27	КИИ - 146 (9 объект)	0,568	0,69	1,33	-	97,7	0,26	0,003	0,003	0,009	0,002	0,002	0,0001	0,0009			-		
45	7	856.2-874.4	ТЛ 30	КИИ - 146 (10 объект)	0,5684	-	1,68	-	97,34	0,64	0,23	0,05	0,042	0,004	0,011	0,0007	0,0023			-		
46	7	872.8-915.0	ТЛ 30 - ТЛ 33	КИИ - 146 (13 объект)	0,5661	-	1,96	-	97,46	0,42	0,068	0,022	0,024	0,037	0,007	0,0006	0,0014			-		
47	7	915-927	ТЛ 33	в колонне (I объект)	0,5574	н/о	0,48	0,030	99,252	0,22570	0,00466	0,00073	0,00344	0,00007	0,00014	0,00003	0,00003	-	0,00180	н/о	-	
48	7	898-908	ТЛ 32	в колонне (II объект)	0,5722	н/о	4,15	0,230	95,370	0,14336	0,04301	0,01306	0,02208	0,00376	0,00867	0,00074	0,00283	-	0,00355	0,009	-	
49	7	887-890	ТЛ 31	в колонне (III объект)	0,5737	н/о	4,23	0,003	95,405	0,32881	0,01317	0,00204	0,00819	0,00029	0,00150	0,00007	0,00022	-	0,00198	0,006	-	
50	7	833-837	ТЛ 28	в колонне (IV объект)	0,5716	н/о	3,86	0,006	95,870	1,24388	0,00396	0,00087	0,00570	0,00012	0,00055	0,00003	0,00003	-	0,00207	0,007	-	
51	7	770-779	ТЛ 23	в колонне (V объект)	0,5701	н/о	3,42	0,006	96,259	0,29962	0,00366	0,00091	0,00712	0,00014	0,00140	0,00006	0,00014	-	0,00200	н/о	-	
52	7	736-744	ТЛ 22	в колонне (VI объект)	0,5765	н/о	4,98	0,005	94,707	0,29245	0,00518	0,00100	0,00540	0,00015	0,00081	0,00003	0,00009	-	0,00240	н/о	-	
53	7	708-710	ТЛ 20	в колонне (VII объект)	0,5695	н/о	3,62	0,100	96,906	0,11827	0,00347	0,00042	0,00427	0,00005	0,00054	0,00006	0,00016	-	0,00217	0,006	-	
54	7	690-693	ТЛ 19	в колонне (VIII объект)	0,5631	н/о	1,97	0,005	97,906	0,10752	0,00333	0,00054	0,00438	0,00010	0,00061	0,00003	0,00028	-	0,00228	н/о	-	
55	7	680-686	ТЛ 19	в колонне (IX объект)	0,5636	н/о	2,17	0,005	97,761	0,05484	0,00224	0,00029	0,00387	0,00006	0,00048	0,00003	0,00025	-	0,00213	н/о	-	
56	7	661.5-673	ТЛ 18	в колонне (X объект)	0,5670	н/о	2,96	0,004	96,969	0,05107	0,0058	0,00206	0,00408	0,00060	0,00125	0,00019	0,00034	-	0,00155	н/о	-	
57	7	661.5-673	ТЛ 18	в колонне (X объект)	0,5675	н/о	3,13	0,006	96,814	0,04086	0,00236	0,00056	0,00363	0,00015	0,00061	0,00006	0,00009	-	0,00200	н/о	-	
58	7	648-655	ТЛ 17	в колонне (XI объект)	0,5674	н/о	3,04	0,005	96,849	0,09677	0,00318	0,00087	0,00288	0,00017	0,0005	0,00006	0,00016	-	0,00176	н/о	-	
59	7	630-639	ТЛ 16	в колонне (XII объект)	0,5688	0,12	3,17	0,006	96,654	0,04354	0,00177	0,0004	0,00179	0,00012	0,00048	0,00003	0,00012	-	0,00156	н/о	-	
60	7	510-520	ТЛ 10	в колонне (XIII объект)	0,5710	0,12	3,39	0,005	96,202	0,26665	0,00648	0,00104	0,00492	0,00015	0,00073	0,00003	0,00009	-	0,00232	н/о	-	
61	7	470-474	ТЛ 7	в колонне (XIV объект)	0,5713	н/о	3,79	0,030	95,893	0,26235	0,00706	0,00158	0,00573	0,00023	0,00102	0,00009	0,00016	0,00068	0,00238	0,006	-	
62	7	440-444	ТЛ 5	в колонне (XV объект)	0,5636	н/о	2,06	0,008	97,766	0,15096	0,00381	0,00067	0,00274	0,00013	0,00045	0,00003	0,00013	-	0,00205	н/о	-	
63	7	418-427	ТЛ 4	в колонне, 17 объект	0,5716	0,12	3,64	0,008	95,998	0,21719	0,00353	0,00058	0,00325	0,00006	0,00033	0,00009	0,00016		0,00184	0,007		
64	8	399-455,4	ТЛ 2 - ТЛ 4	КИИ - 146, 1 объект	0,5699	н/о	3,71	0,01	96,211	0,05642	0,0014	0,00012	0,0017	0,00003	0,00008	0,00003	0,00003		0,00102	0,008		
65	103	927-940	ТЛ33	устье	0,5779	1,112	2,919	-	95,57	0,267	0,018	0,006	0,003	0,002	0,003	следы	следы			не отр.		не обн.
66	103	927-940	ТЛ33	устье	0,5733	1,011	2,203	-	96,402	0,255	0,002	0,002	следы	0,002	следы	0,002	следы			не отр.		не обн.

Для газов характерна обычная примесь бутилена в объеме от 0.001 до 0.004 %. Присутствие гелия в незначительных количествах, не представляющих практического интереса (от 0.006 до 0.022 %), зарегистрировано лишь в единичных пробах. Сероводород, как в свободных, так и в водорастворенных газах, практически отсутствует.

Высшая теплотворная способность (т.е. удельная теплота сгорания при полном сгорании единицы газа в кислороде при постоянном объеме) оценивается в 8380-8790 ккал/м³ или, в среднем, в 36 тыс. кДж/м³. Низшая, то есть практически полезная удельная теплота сгорания, при расчете которой учитывается влажность газа и содержание водорода, колеблется в диапазоне 7600-7900 ккал/м³ или, в среднем, 32.5 тыс. кДж/м³.

2.6 Запасы газа

Впервые запасы газа по Западно-Озерному месторождению были оперативно поставлены на Государственный баланс протоколом ЦКЗ Мингео СССР от 26.01.1989г.

В 2001 году запасы месторождения прошли Государственную экспертизу и были утверждены протоколом ЦКЗ МПР РФ № 157 от 24.12.2001г.

Категорийность запасов газа продуктивных залежей Западно-Озерного месторождения определялась согласно требований "Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", 2001 год[7].

По состоянию изученности продуктивных пластов запасы углеводородов подсчитаны по категории С₁ и С₂.

Пласт ТЛ₁

Продуктивность залежи подтверждена испытанием скважин 7, 8, 9, давших притоки газа дебитами от 20 до 25 тыс. м³/сут. Запасы газа в районе этих скважин отнесены к категории С₁. С севера граница проведена по скважинам 3 и 5, газонасыщенными по каротажу, но не опробованным испытанием. С юга – запасы категории С₁ ограничены прямой линией на

расстоянии 1 км от продуктивных скважин. С востока и запада граница проведена на а.о.-336 м по нижним дырам перфорации в скважинах 8 и 9. На остальной части залежи запасы газа подсчитаны по категории С₂.

Пласт ГЛ₂

Запасы газа южной части залежи на площади 5.8 км², ограниченной с севера прямой линией, проходящей по скважине № 5, продуктивной по ГИС, подсчитаны по категории С₁. Продуктивность залежи доказана промышленными притоками из скважин 7 и 9. Северная часть залежи отнесена к запасам категории С₂.

Пласт ГЛ₃

Запасы всей залежи отнесены к категории С₂. В пределах контура газоносности пробурена одна скважина - № 7, давшая при испытании фонтан газа дебитом 12.6 тыс. м³/сут и воды 1.7 м³/сут на шайбе 6 мм.

Пласт ГЛ₄

Запасы газа категории С₁ выделены в районе скважины 7, давшей приток газа дебитом 29 тыс. м³/сут при испытании интервала 418-427 м (а.о.-353-362 м). Граница проведена на а.о.-360 м, по подошве коллектора в скважине 7. Запасы остальной части залежи до ГВК отнесены к категории С₂. В поле С₂ пробурена продуктивная по ГИС, но не опробованная испытанием скважина № 5[7].

Пласт ГЛ₅

Запасы всей залежи на площади 2 км отнесены к категории С₁. Продуктивность залежи доказана испытанием скважины 7, при опробовании которой получен промышленный приток газа.

Пласт ГЛ₇

Запасы газа на большей части залежи отнесены к категории С₁. Продуктивность залежи доказана испытанием скважины 7, при испытании давшей промышленный приток газа. Запасы восточного тектонического блока

подсчитаны по категории С₂.

Пласт ТЛ₁₆

Запасы южной части залежи, на площади 4,7 км² подсчитаны по категории С₁. С севера граница проведена по скважине № 3, продуктивной по ГИС, но при испытании притока не давшей. В пределах участка категории С₁ пробурены две скважины – 5 и 9 с промышленными притоками газа.

Северная часть залежи отнесена к категории С₂. В ее границах пробурена газонасыщенная по ГИС скважина № 5.

Пласт ТЛ₁₇

Почти вся залежь, за исключением западного структурного носа, в границах внешнего контура газоносности отнесена к категории С₁. В ее пределах пробурены 5 скважин, при испытании давших промышленные притоки газа дебитами от 25 до 195 тыс. м³/сут.

Пласт ТЛ₁₈

Запасы всей залежи отнесены к категории С₁. Продуктивность залежи подтверждена испытанием скважин 3, 5, 7, давших притоки газа дебитом 20 до 128 тыс. м³/сут. В скважине № 3, опробованной до ГВК в интервале а.о.-615.7-622.7 м, получен безводный фонтан газа.

Пласт ТЛ₁₉

Запасы газа в районе продуктивной скважины 7 отнесены к категории С₁. Граница категории проведена на а.о.-628 м, соответствующей нижним отверстиям перфорации. С северо-востока категория С₁ также ограничена линией тектонического нарушения. Запасы остальной части залежи отнесены к категории С₂.

Пласт ТЛ₂₀

Продуктивность залежи подтверждена при испытании скважины 7, давшей промышленный приток газа. До а.о. -645 м, соответствующей нижним отверстиям перфорации, в районе скважины 7 запасы газа подсчитаны по категории С₁. Остальная часть залежи отнесена к категории С₂.

Пласт ТЛ₂₂

Запасы газа в районе скважины 7 отнесены к категории С₁. Поле запасов ограничено с востока линией тектонического нарушения, с остальных сторон – изолинией, проходящей на а.о. -678 м, соответствующей подошве коллектора опробованного испытанием в скважине 7. Остальные запасы залежи подсчитаны по категории С₂.

Пласт ТЛ₂₆

Запасы всей залежи отнесены к категории С₁. Газоносность подтверждена испытанием пласта в скважине 3, в которой получен фонтан газа дебитом 119.48 тыс. м³/сут и воды 8.16 м³/сут на шайбе 12 мм[8].

Пласт ТЛ₃₁

Залежь разделена на 2 блока.

Запасы газа категории С₁ в первом блоке выделены в районе продуктивной скважины № 5 и ограничены изогипсой на отметке -830 м, соответствующей нижним отверстиям перфорации. Западная граница категории проведена на расстоянии 1 км от скважины 5. Запасы остальной части залежи подсчитаны по категории С₂, в ее границах пробурена скважина 7, продуктивная по ГИС.

В пределах второго блока запасы в районе скважины № 3, при испытании которой получен промышленный приток газа, отнесены к категории С₁. Южная и западная граница категории проведена на а.о.-830 м по отметке нижнего отверстия перфорации, с востока - границей категории С₁ является тектоническое нарушение. Запасы газа северного блока отнесены к категории С₂.

Пласт ТЛ₃₂

Запасы залежи в центральной части отнесены к категории С₁. Поле категории С₁ ограничено изолинией на а.о.-850 м, по нижнему отверстию перфорации в скважине 5, давшей промышленный приток газа. Газоносность залежи подтверждена также испытанием скважины 7. остальная часть залежи отнесена к категории С₂.

3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Проектные показатели разработки

Западно-Озерное газовое месторождение введено в разработку в соответствии с технологическими решениями «Проекта ОПЭ газовых залежей верхнемиоценовых отложений Западно-Озерного месторождения» (протокол ЦКР № 2480 от 24.04.2002 г.). Проект ОПЭ был выполнен ОАО «СибНАЦ». Проект имел и имеет социальный статус, а именно, теплоснабжение г. Анадырь. Всего за историю проектирования выполнено два проектных документа[8].

1. «Проект ОПЭ газовых залежей верхнемиоценовых отложений Западно-Озерного месторождения» был принят на 5 лет с реализацией основных технических и технологических решений по варианту 4б:

– фонд скважин 4 единицы (две – на нижний объект: пласты ТЛ₃₁-ТЛ₃₃; две скважины на средний объект: пласты ТЛ₁₆-ТЛ₁₉), одна скважина вертикальная с отбором керна из продуктивных пластов;

– уровень добычи газа – 183 млн.м³/год, темп отбора – 2.96 %, средний дебит скважин по газу 132 тыс.м³/сут., отбор газа за период ОПЭ – 840.3 млн.м³, отбор газа за 25 лет – 4126.4 млн.м³, газоотдача – 87.2 % от запасов категории С₁ и 59.5 % от запасов категории С₁+С₂.

2. «Технологическая схема разработки Западно-Озерного месторождения» принята по варианту 4 (протокол ЦКР Роснедра по ЯНАО № 60-07 от 25.12.2007г.). со следующими основными положениями и технологическими показателями разработки (категория С₁+С₂) в целом по месторождению[9]:

Проектные уровни: добычи газа – 153 млн.м³/год (2024 г.);

Проектный фонд скважин, всего - 5

в т.ч. добывающих - 5

Выделить три эксплуатационных объекта:

– нижний эксплуатационный объект: пласты ТЛ₃₁, ТЛ₃₂, ТЛ₃₃.

- средний эксплуатационный объект: пласты ТЛ₁₆, ТЛ₁₇, ТЛ₁₈, ТЛ₁₉.
- верхний эксплуатационный объект: пласты ТЛ₁, ТЛ₂, ТЛ₄.

Разработку месторождения на первом этапе осуществлять существующим фондом из четырех добывающих скважин.

Недропользователю ООО «Сибнефть-Чукотка»:

- обеспечить выполнение программы исследовательских работ и доразведки месторождения в части перевода запасов УВ в промышленную категорию;
- обеспечить постоянный контроль за разработкой каждого эксплуатационного объекта, в т.ч. продуктивных пластов и месторождения в целом;
- обеспечить представление авторского надзора за реализацией проектных решений при изменении условий подачи газа, исходя из объемов потребления.

Утвержденный вариант 4 предполагает в начальный период осуществлять эксплуатацию одной скважины № 103, вторая скважина № 101 находится в резерве и включается в работу через полгода, при этом скважина № 103 переводится в резерв. Дебит скважин для обеспечения требуемой добычи газа будет составлять около 80 тыс.м³/сут, что не требует переоборудования лифтовых колонн. Скважина № 104 переводится в консервацию. В 2010 г. количество действующих скважин увеличивается до 3-х, при этом в постоянной добыче остается 1 скважина № 103, а 2 скважины № 101 и 102 работают поочередно. С 2015 г. проводится расконсервация скважины № 104, при этом в постоянной добыче будет находиться 2 скважины №№ 103 и 101, а две скважины №№ 102 и 104 работают поочередно. Режим работы скважин остается прежним, т.е дебит газа на уровне 78 тыс.м³/сут. С 2018 г. в работу включается резервная скважина. При остановке одной из скважин по оставшимся в работе скважинам обеспечивается средний дебит 103.5 тыс.м³/сут.

3.2 Характеристика текущего состояния разработки

По состоянию на 1.11.2015г. в эксплуатации находится нижний объект (пласты ТЛ₃₁₋₃₃). На месторождении в пределах границ горного отвода пробурено 4 скважины (№№101, 102, 103, 104), причем 1 вертикальная, 3 «субгоризонтальных». В эксплуатационном фонде числятся 4 скважин: 2 скважины №№ 101, 103 числятся в действующем фонде; в консервации с 2014 до 2015гг. две скважины (№102, 104). Скважина №102 в 2015 году эксплуатируется периодически [9].

Скважина № 101 введена в пробную эксплуатацию в 2007 году. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.11.2015 г. составляет 107,2 млн.м³, находится в работе.

Скважина № 102 введена в пробную эксплуатацию в 2009 году. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.11.2015 г. составляет 8,7 млн.м³ находится в периодической работе сначала 2015 года, до этого была в консервации.

Скважина № 103 введена в пробную эксплуатацию в 2007 году. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.11.2015 г. составляет 113,6 млн.м³, находится в работе.

Скважина № 104 введена в пробную эксплуатацию в 2008 году. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.11.2015 г. составляет 0,692 млн.м³ находится в консервации.

Историческая добыча газа по скважинам на месторождении и величина среднего отработанного времени – дней в месяц представлена на рисунке 3 и 4.

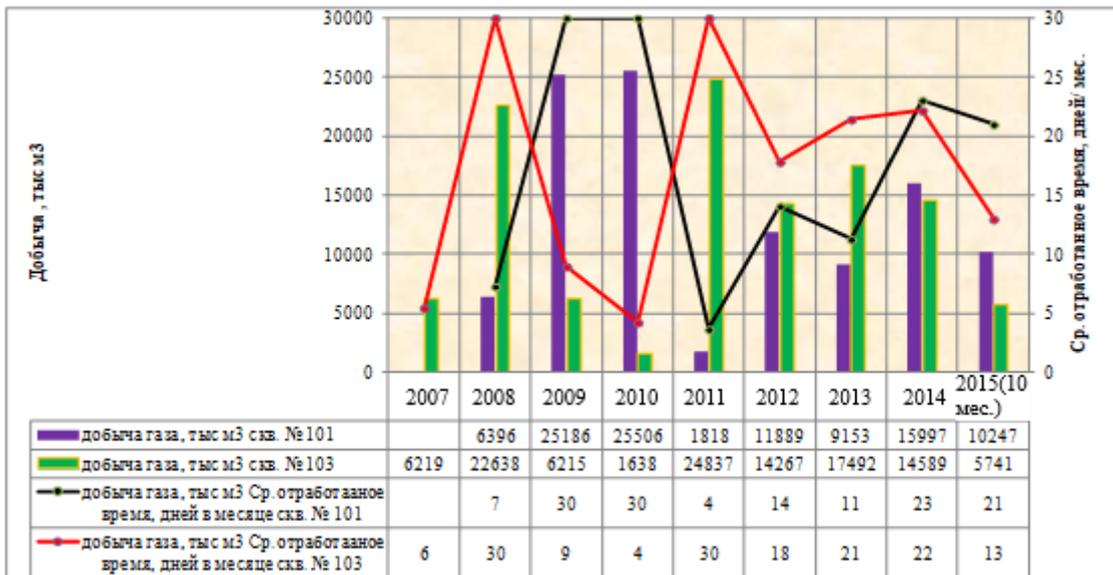


Рисунок 3 – Динамика добычи газа по скважинам №№ 101,103

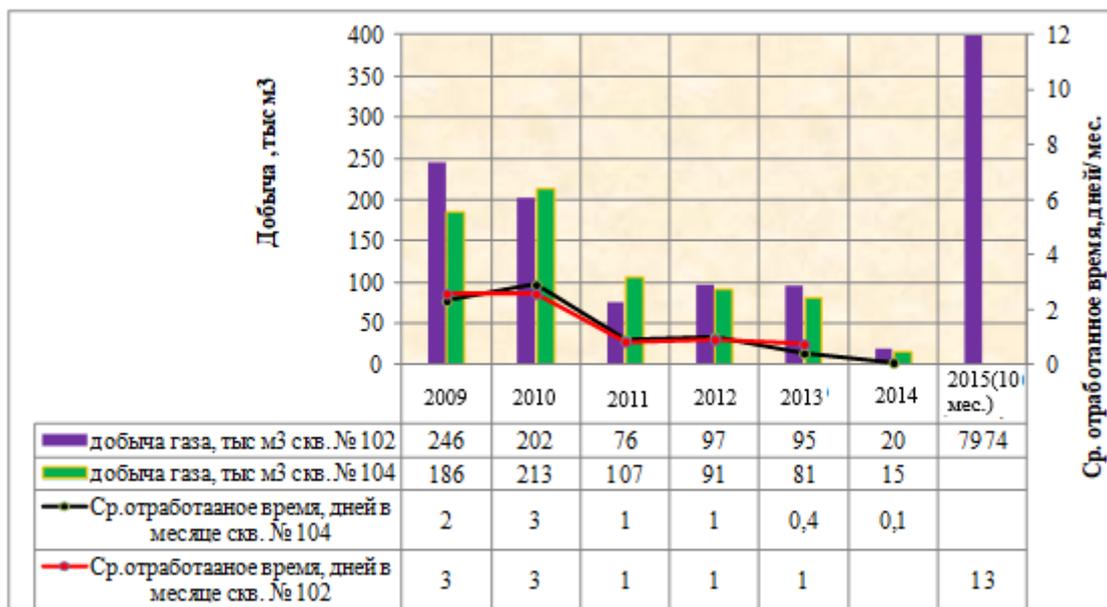


Рисунок 4 – Динамика добычи газа по скважинам №№ 102,104

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.11.2015 г. приведена на рисунке 5.

В таблице 5 приведено состояние реализации проектного фонда скважин по состоянию на 01.11.2015 г.

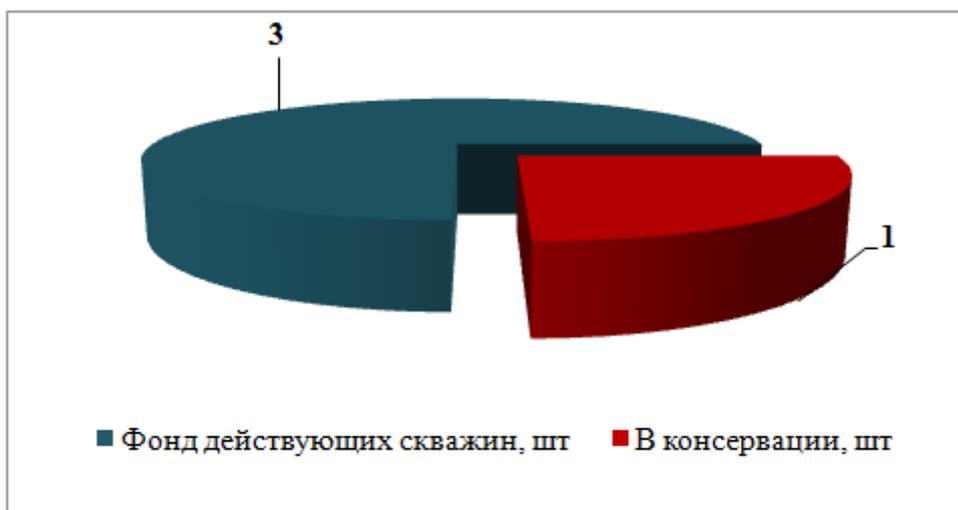


Рисунок 5 – Характеристика фонда скважин на 01.11.2015 г.

На 01.11.2015 г. фактический фонд скважин по месторождению соответствует проектному и составляет 4 ед.

Таблица 5 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.11.2015 г.

№ п/п	Категория фонда	Количество скважин
1	Утвержденный проектный фонд, всего	5
	в том числе:	
	- добывающих газовых	5
	- нагнетательных	0
2	Утвержденный фонд скважин для бурения, всего	1
	в том числе:	
	- добывающих газовых	1
	- нагнетательных	0
3	Пробурено за срок действия проектного документа, всего	4
	в том числе:	
	- добывающих газовых	4
	- нагнетательных	0
4	Фонд скважин для бурения, всего	1
	в том числе:	
	- добывающих газовых	1
	- нагнетательных	0

Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.11.2015 г. представлены в таблице 6.

Из таблицы 3.2 видно, что запасы углеводородов промышленных категорий пластов составляют 4729 млн.м³. По состоянию на 01.11.2015 г., накопленная добыча газа по месторождению составила 230 млн.м³ или 4,9% от начальных балансовых запасов «сухого» газа промышленных категорий. За 2014 год было добыто 30 млн. м³ газа, за 10 месяцев 2015 г. – 24 млн.м³.

Таблица 6 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.11.2015г.

№ п/п	Показатели разработки	
	1	Год ввода в ОПЭ
2	Текущая добыча газа, млн.м ³ (10 мес. 2015 г)	24
3	Отбор газа с начала разработки, млн.м ³	230
4	Нач. запасы (НЗ) газа категории АВС ₁ , млн.м ³	4729
	Отбор газа от НЗ, %	4,9
	Темп отбора газа от НЗ, %	0,5
	Остаточ. запасы (ОЗ) газа категории АВС ₁ , млн.м ³	4499
	Темп отбора от ОЗ газа, %	0,5
	Кратность запасов, лет	187
5	Среднедейств. фонд добыв. скв. на конец года, ед.	2
6	Средний дебит газа, тыс.м ³ /сут	51

Коэффициент эксплуатации скважин за весь период составляет в среднем 0,59 д.ед., за 2014 год - 0,75 д.ед., что связано с объемами потребления газа на социальные нужды, а именно обеспечение теплом и энергией г. Анадырь и близлежащих населенных пунктов (рисунок 6). Накопленная добыча газа составляет 230 млн. м³. Темп отбора от начальных запасов газа составляет-0,5%.



Рисунок 6 – Показатели разработки Западно-Озерного месторождения

Среднесуточная добыча газа в 2018 году по добывающей скважине № 101 изменяется от 37 до 70 тыс.м³, составляя в среднем 57,8 тыс.м³, по добывающей скважине № 103 изменяется от 35 до 70,2 тыс.м³, составляя в среднем 55,7 тыс.м³. Среднесуточная добыча газа по месторождению за 2014 год составляет - 56 тыс.м³.

Максимальный среднемесячный дебит по газу за всю историю зафиксирован в скважине № 103 и составляет 112 тыс.м³/сут .

Максимальные уровни добычи газа приходятся на 2009, 2014 гг. – 33,30 млн. м³, при среднесуточной добыче по месторождению 60 и 56 тыс.м³ соответственно, что напрямую связано с количеством отработанного времени скважин. Среднесуточная добыча газа за весь период эксплуатации месторождения изменялась в пределах от 51тыс.м³ (2015г.) до 94 тыс.м³ (2007 г). Фактическая по состоянию на 1.11.2015 г. средняя добыча газа на одну скважину – 58 млн. м³ газа. Обеспеченность запасами газа по уровню добычи 2014 года – 150 лет[9].

3.3 Анализ изменения устьевого давления

Разработка пластов нижнего объекта (пласты ТЛ₃₁₋₃₃) Западно-озерного

месторождения в соответствии с проектным документом ведется на естественном режиме истощения, что обуславливает снижение пластового давления в залежах, начальное давление, согласно принятому при подсчете запасов, составляло 9,4 МПа (ТЛ₃₃). Прямые замеры текущих пластовых давлений на месторождении не проводились, поэтому текущее пластовое давление, пересчитанное через давления на устье, для нижнего объекта практически на уровне начального, снизилось на 2,1МПа и составляет на дату анализа 7,3МПа[10].

На рисунках 7-10 представлена динамика изменения среднего устьевого давления и отработанного времени по добывающим скважинам с начала эксплуатации залежей по скважино-месяцам.

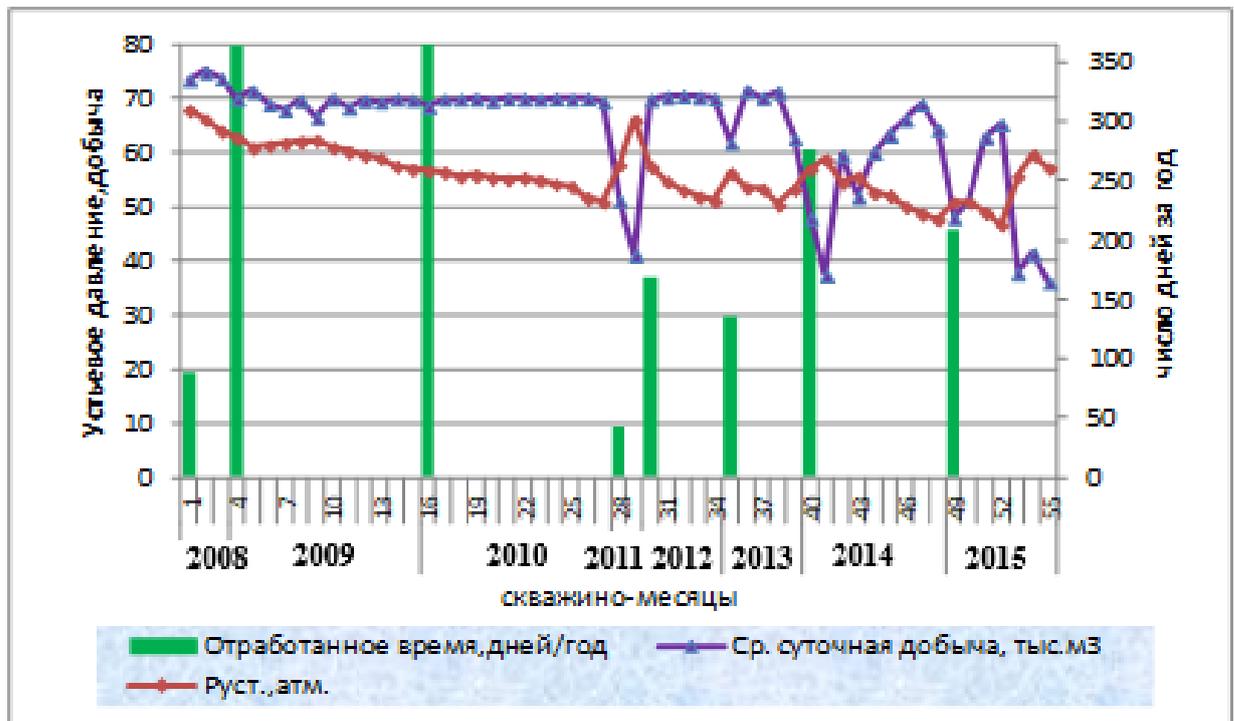


Рисунок 7 – Динамика устьевых давлений и отработанное время по добывающей скважине № 101

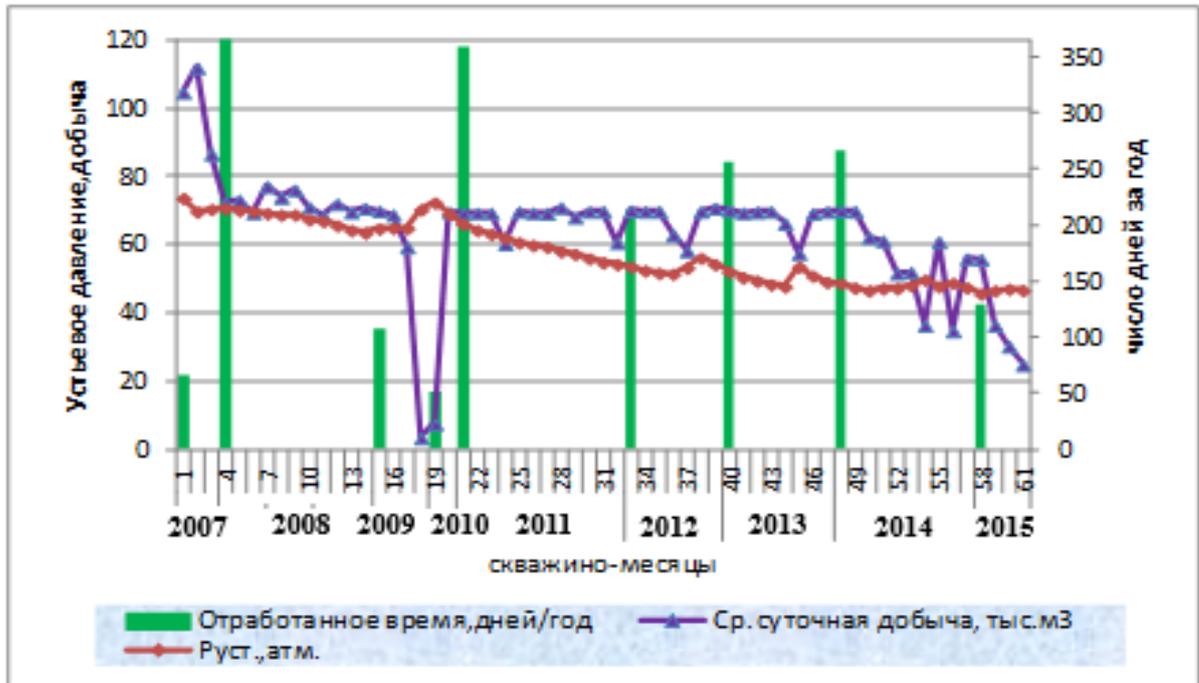


Рисунок 8 – Динамика устьевых давлений и отработанное время по добывающей скважине № 103

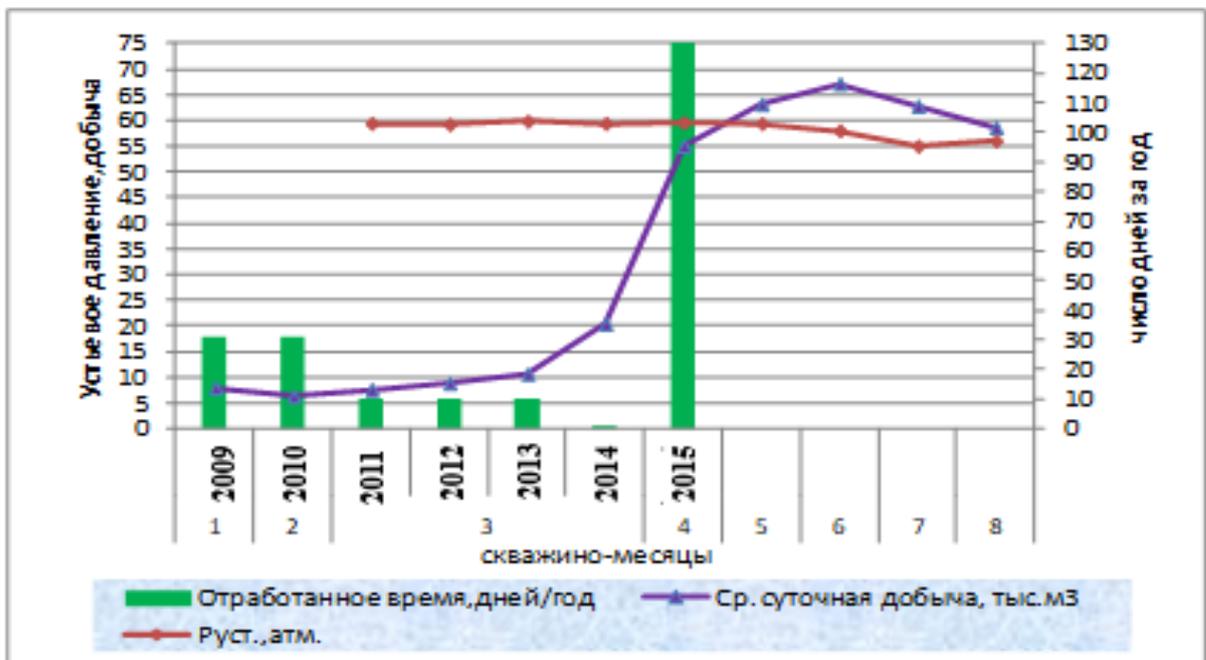


Рисунок 9 – Динамика устьевых давлений и отработанное время по добывающей скважине № 102

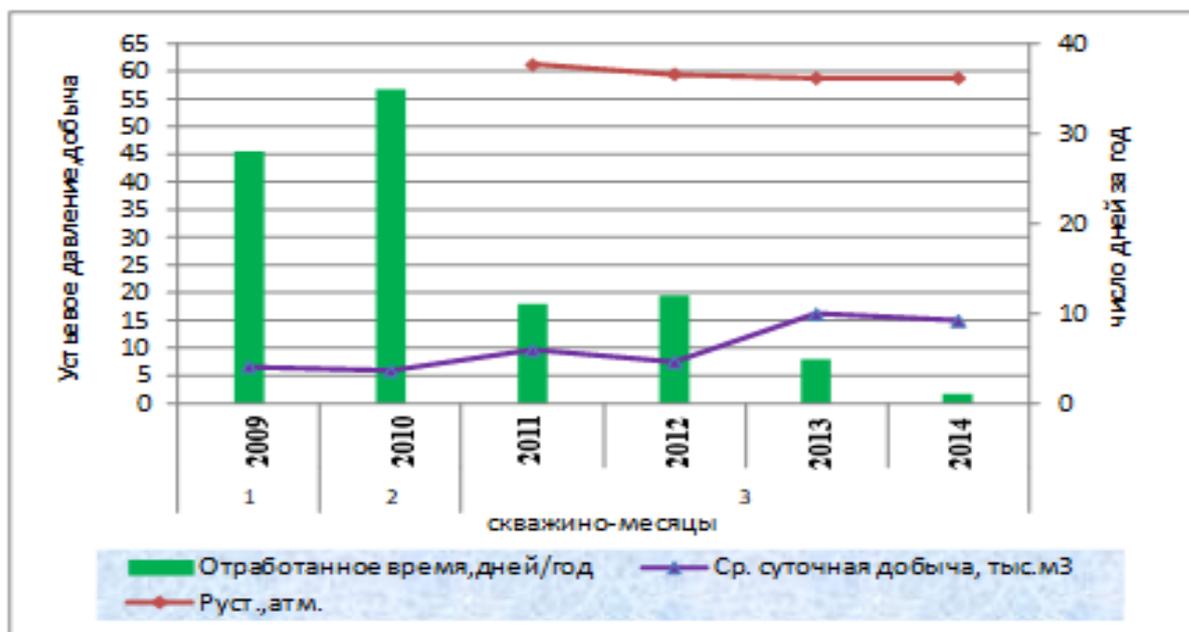


Рисунок 10 – Динамика устьевых давлений и отработанное время по добывающей скважине № 104

Из представленных рисунков видно, что устьевое давление по скважине № 101 при накопленном отборе газа 57 млн.м³ по состоянию на 1.11.2015 г. снизилось на 1.7 МПа, ограничение добычи газа в последующем (работа в течение 45 дней в 2007 году) позволило повысить текущее пластовое давление в нижнем эксплуатационном объекте до уровня первоначального, последующая эксплуатация скважины и динамика давлений напрямую связана с количеством дней работы скважин в году. Текущее среднее по месяцу устьевое давление по скважине по состоянию на 1.11.2015 г составляет 57,3атм. при накопленном отборе газа 107 млн. м³.

Аналогичная картина наблюдается и в работе скважины № 103. Сокращение дней работы скважины в 2012-2013 гг. привело к стабилизации пластового давления на уровне 2007 г. - начала эксплуатации залежи данной скважиной; текущее среднее по месяцу устьевое давление по скважине по состоянию на 1.11.2015 г. составляет 47атм при накопленном отборе газа 113 млн. м³.

По добывающим скважинам №№ 102, 104 эксплуатация ведется в

периодическом режиме, согласно проектным решениям, в году они работали в среднем за историю 32 дня по скважине № 102 и 15 дней по скважине № 104, поэтому пластовое давление на уровне начального. Текущее среднее по месяцу устьевое давление по скважине №102 по состоянию на 1.11.2015 г составляет 58 атм при накопленном отборе газа 8,7 млн.м³ и по скважине №104 - 59атм при накопленной добыче 0,7 млн.м³.

Таким образом, энергетическое состояние залежей можно считать удовлетворительным[11,12].

3.4 Анализ состояния и эффективности применяемой технологии и техники добычи газа

На Западно-Озерном месторождении для отбора газа из продуктивных пластов пробурены четыре эксплуатационные скважины № № 101, 102, 103 и 104. Добываемая со скважин продукция подается по газопроводу длиной 115 км на Анадырскую газомоторную станцию мощностью 30 МВт, которая при необходимости может обеспечить замещение Анадырской ТЭЦ[13].

По состоянию на 1.11.2015 года эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 2 скважины №№ 101, 103 которые числятся в действующем фонде. Две скважины (№№102, 104) находятся в консервации с 2014 года до 2015года. В 2015 году добывающая газ скважина №102 эксплуатировалась в периодическом режиме.

Скважина № 101 введена в пробную эксплуатацию в 2008 году. По состоянию на 01.11.2015 года накопленная добыча газа составляет 107,2 млн.м³, находится в работе.

Скважина № 102 введена в пробную эксплуатацию в 2009 году. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.11.2015 г. составляет 8,7 млн.м³, с начала 2015 года находится в периодической эксплуатации, до этого была в консервации.

Скважина № 103 введена в пробную эксплуатацию в 2007 году. По состоянию на 01.11.2015 года накопленная добыча газа составляет 113,6 млн.м³, находится в работе.

Скважина № 104 введена в пробную эксплуатацию в 2008 году. находится в консервации. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.11.2015 г. составляет 0,692 млн.м³

За 2014 год добыча газа составила 30 млн.м³, за 2015 год- 27 млн.м³. Накопленный объем добычи газа составил 230 млн.м³.

Показатели эксплуатации газодобывающих скважин за период с 2012 года по 2015 год приведены на рисунке 11.

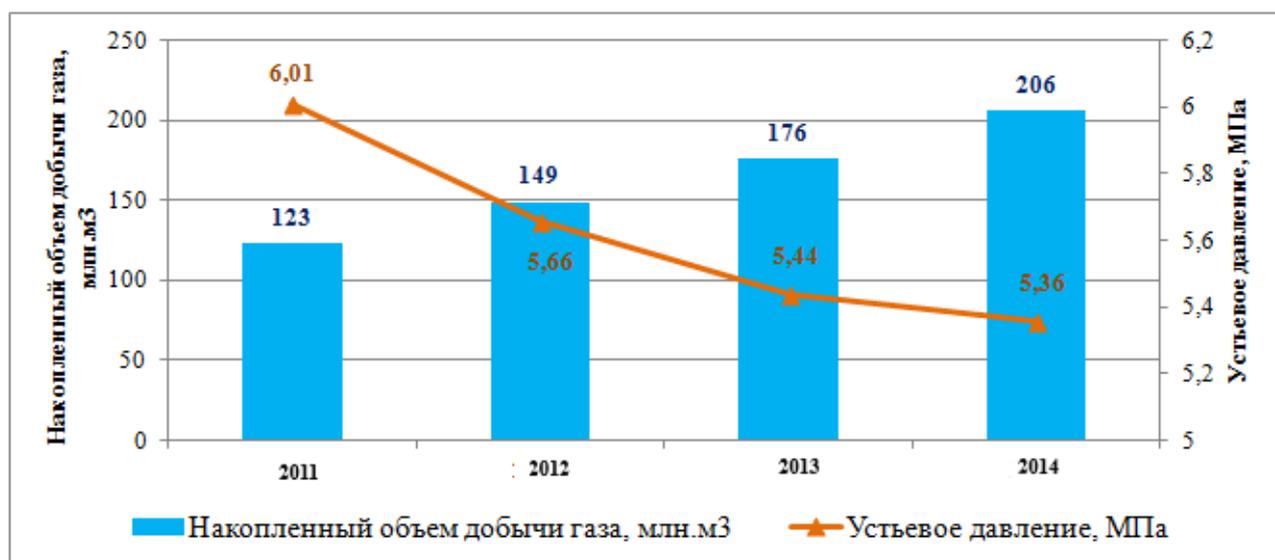


Рисунок 11 – Технологические показатели эксплуатации газодобывающих скважин

Технологические показатели эксплуатации газодобывающих скважин за последние пять лет изменялись в пределах:

- средние дебиты скважин по газу за рассматриваемый период составили 54,3-66 тыс.м³/сут.;
- средняя величина давления на устье газодобывающих скважин составила 5,2-6 МПа;
- коэффициенты эксплуатации скважин составили 0,56-0,75 д.ед.;

Температуры на устье добываемой продукции скважин №101 и №103 составила 4,7 -12 °С, средняя величина - 8,4 °С.

Годовые объемы добычи газа за последние пять лет составили 24-30 млн.м³, хотя максимальный объем добычи газа может составить до 600 млн.м³ ежегодно.

Коэффициент эксплуатации фонда газодобывающих скважин за 2014 год составил 0,75 д.ед., за 2015 год – 0,64 д.ед., что несколько ниже показателя предыдущего года.

Текущие отборы газа двумя скважинами по месяцам 2015 года приведены на рисунке 12. Как видно с рисунка 12, отбор газа по месяцам года был неравномерным, что связано с потребностью в газе потребителей[9].

Месячные объемы отбора газа по месяцам текущего года составили 1,084-3,124 млн.м³, объемы отбора зависели от потребности в газе.

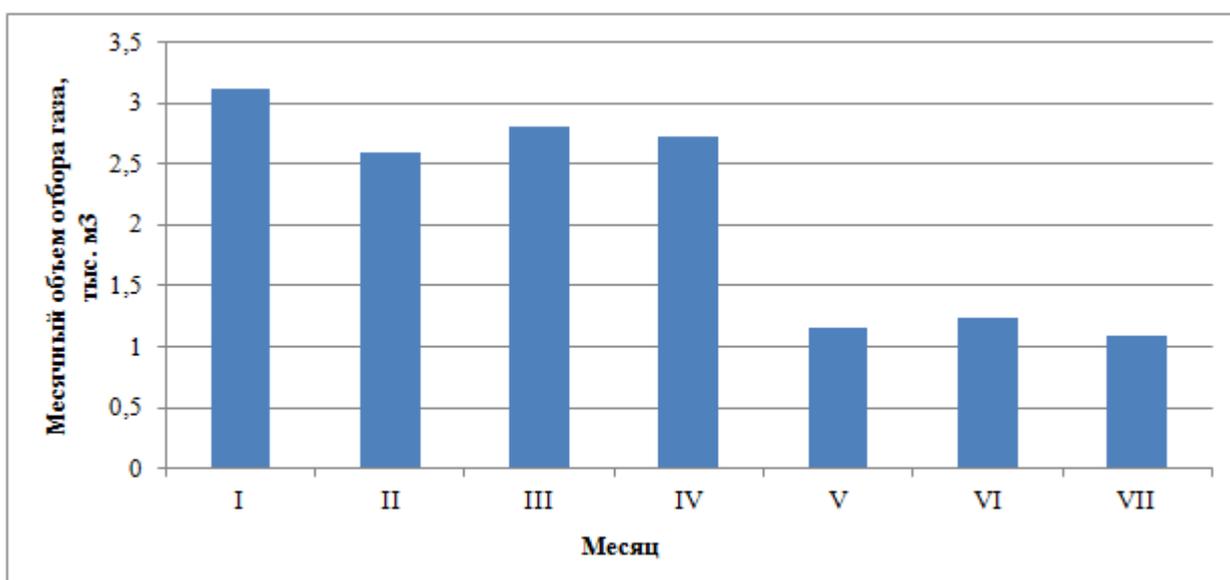


Рисунок 12 – Динамика месячных объемов отбора газа за 2015 г.

Минимальные отборы в летний период 1,084-1,245 млн.м³, максимальные 3,124-2,804 тыс.м³, зимой.

На рисунке 13 приведена динамика средних дебитов скважин по месяцам 2015 года. Как видно с рисунка 13, по месяцам средние дебиты скважин значительно отличаются, что связано с неравномерными объемами отбора газа и временем работы скважин.

Средние дебиты по газу двух добывающих скважин по месяцам 2015 года составили 36,1-52,1 тыс.м³/сут., максимальный за месяц - 65,4 тыс.м³/сут., минимальный- 25,1 тыс. м³/сут.

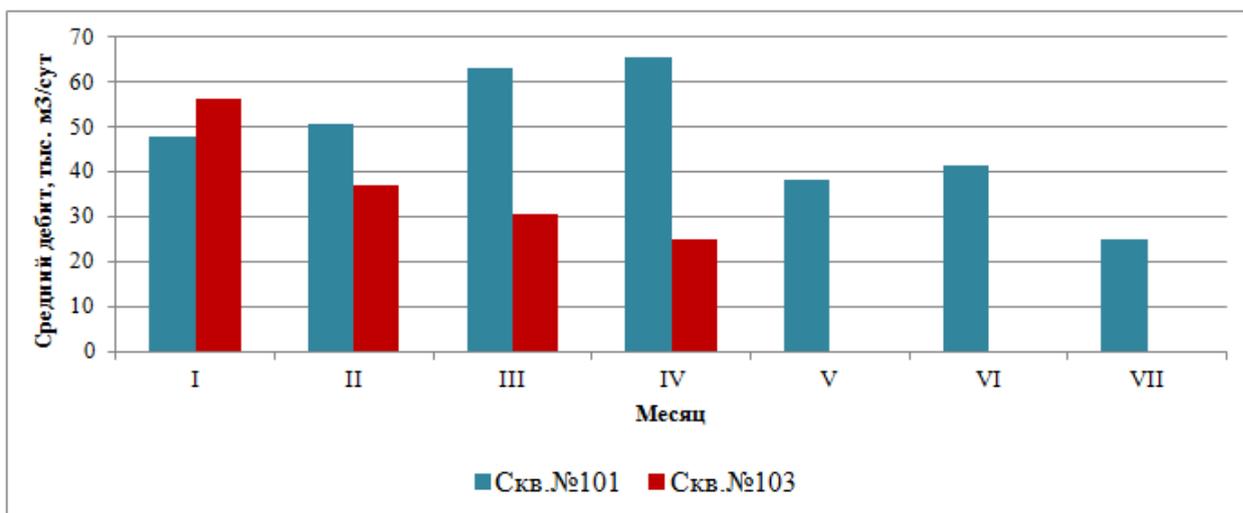


Рисунок 13 – Динамика средних дебитов скважин по месяцам

3.5 Анализ геолого-технических мероприятий

В настоящее время на Западно-Озерном месторождении пробурены 3 скважины с «субгоризонтальным» окончанием, однако судить об какой-либо эффективности их работы преждевременно [14].

В перспективе на месторождении планируется проведение изоляционных работ, однако в связи с ограничением отборов газа по объектам применение различных способов изоляции притока воды в скважины потребуются не ранее, чем через 12-15 лет.

В настоящее время существует ряд технологий, которые позволяют ограничить водяной фактор в добываемой продукции. Разработаны и апробированы водоизоляционные композиции на основе этилсиликатных смол, тяжелой смолы пиролиза, жидкого стекла, поливинилового спирта, таллового масла с различными добавками.

Результаты лабораторных исследований и промысловых экспериментов приводятся после описания каждого метода и комплекса.

В работе рассмотрен вариант (второй), предусматривающий проведение ГРП в скважинах, вскрывающих верхний эксплуатационный объект. Положительным фактором применения этого способа является наличие обширной чисто газовой зоны в пласте ТЛ₁.

Характеристики рекомендуемых вариантов

Согласно **первому варианту**, разработка в начальный период предусматривается существующими четырьмя скважинами, в 2035 году предусматривается бурение дополнительной скважины для доизвлечения запасов из верхнего эксплуатационного объекта. В начальный период при низком годовом уровне добычи газа в работе две скважины, из которых одна в периодическом режиме, остальные две в консервации. При наращивании уровня отбора газа, скважины постепенно выводятся из консервации.

Накопленная добыча газа по варианту составит 4,651 млрд.м³, максимальный уровень добычи газа – 0,153 млрд.м³/год.

В целом, вариант по Западно-Озерному месторождению характеризуется следующими технологическими показателями:

• фонд скважин, шт.	5
• в т.ч. для бурения, шт.	1
• период постоянной добычи газа, лет	18
• проектный уровень добычи газа, млрд.м ³ /год	0,153
• год выхода на проектный уровень	2024
• темп отбора газа от НБЗ при проектном уровне, %	2,21
• добыча газа за проектный период, млрд. м ³	4,651
• отбор газа от НБЗ за проектный период, %	67,1

Второй вариант основан на первом с тем отличием, что вместо бурения одной скважины в 2035 году скважины перфорируются на верхний объект с проведением ГРП. При этом планируется более длительное удержание уровня постоянной добычи газа без применения дополнительного бурения скважин, что позволит увеличить экономическую привлекательность проекта. Уровни добычи газа в начальный период разработки соответствуют варианту 1.

Накопленная добыча газа по варианту составит 4,724 млрд.м³, максимальный уровень добычи газа составит 0,153 млрд.м³/год.

В целом, вариант 2 характеризуется следующими технологическими показателями:

• фонд скважин, шт.	4
• в т.ч. для бурения, шт.	-
• период постоянной добычи газа, лет	18
• проектный уровень добычи газа, млрд.м ³ /год	0,153
• год выхода на проектный уровень	2024
• темп отбора газа от НБЗ при проектном уровне, %	2,21
• добыча газа за проектный период, млрд. м ³	4,724
• отбор газа от НБЗ за проектный период, %	68,1

Нижний эксплуатационный объект характеризуется сравнительно небольшими полями «сухого газа» и наличием тектонических нарушений, что может отрицательно сказаться на результатах ГРП[14].

3.6 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки Западно-Озерного месторождения» (ТС). В настоящее время технические и технологические решения проекта ОПЭ, проекта обустройства ОПЭ и решения технологической схемы на дату анализа Западно-Озерного месторождения практически полностью реализованы: пробурено и обвязано 4 добывающих скважины (1 вертикальная, 3 «субгоризонтальных»), построена и введена в действие УКПГ, построен трубопровод внешнего транспорта газа «Западно-Озерное месторождение – г.Анадырь», а также другие сооружения, необходимые для нормального функционирования промысла[9].

В связи с ограничением в использовании газа со стороны ОАО «Чукотэнерго» месторождение не вышло на технологические показатели в 2010 году проекта ОПЭ.

Из 4-х пробуренных скважин в действующем фонде находится 2 скважины. Две других скважин находятся в консервации и эксплуатируются по мере необходимости в периодическом режиме.

Отклонение основных фактических показателей разработки от проектных приведено на рисунке 14. Сравнение проектных и фактических

показателей ОПЭ (за 2010г.) и ТС (за 2012-2015 гг.) приведено в таблице 3.3.

Как видно из таблицы 7 и рисунка 14 на протяжении периода эксплуатации пластов месторождения в 2010-2014 гг. проектные ОПЭ и техсхемы уровни добычи газа в полной мере не выполнены.

В 2010 г. отклонение в уровне добычи газа составило - 85 % , в 2014 г - 41% . В 2011-2013 гг., напротив, фактические уровни добычи газа выше проектных, в связи с различием фонда действующих скважин.

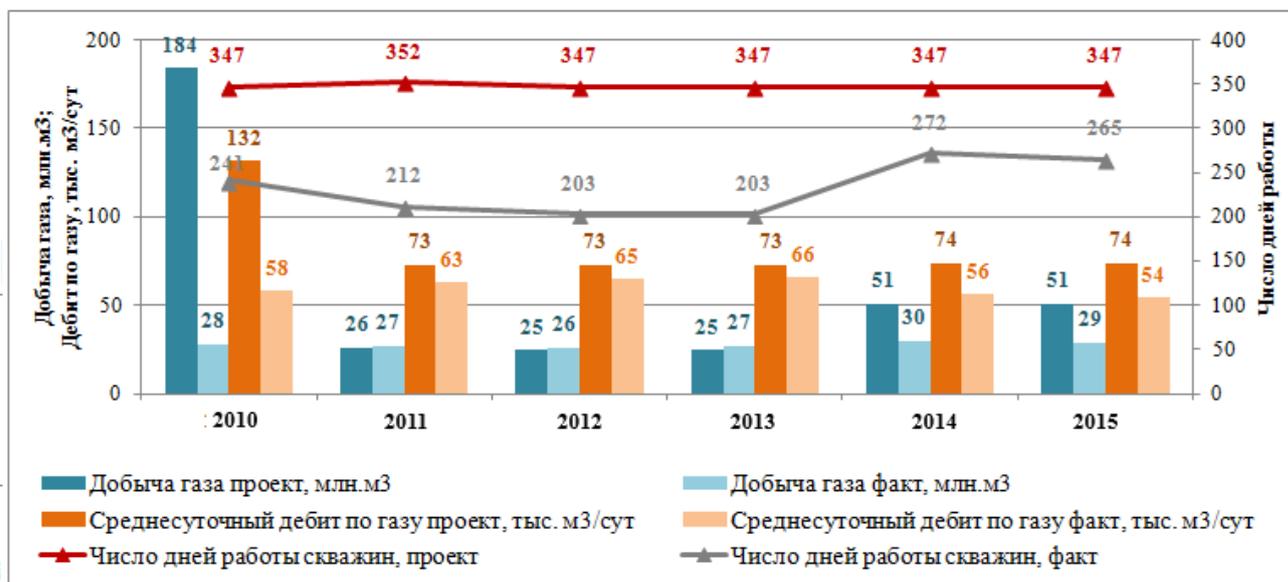


Рисунок 14 – Отклонение основных фактических показателей разработки от проектных

Основные причины не достижения проектных уровней добычи газа 2010, 2014-2015 гг. обусловлены как меньшим временем работы скважин, так и пониженным дебитом по газу. В целом проектные решения технологической схемы выполняются, на дату анализа реализован проектный фонд добывающих скважин.

Следует отметить также, что концепция добычи газа на Западно-Озерном месторождении в настоящее время носит социально-направленный характер, а именно обеспечение теплом и энергией г. Анадырь и близлежащих населенных пунктов. Именно по этой причине, в связи с ограничением потребления газа со стороны ОАО «Чукотэнерго», наблюдается на начальном этапе эксплуатации залежей, некоторые отклонения по уровням добычи, данная

ситуация будет наблюдаться и в дальнейшем. Технические решения, принятые проектами в части строительства систем добычи, подготовки и транспорта газа, выполнено полностью.

Потенциальный ресурс месторождения в связи с ограничением потребления газа полностью не используется[14].

Таблица 7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Западно-Озерного месторождения

№№ пп	Показатели	Годы											
		2010		2011		2012		2013		2014		2015	
		проект*	факт	проект**	ожд.								
1	Остаточные запасы природного газа категории А+В+С, млн н.м ³	4255	4633	4605	4606	4580	4580	4554	4553	4503	4523	4452	4494
2	Отбор газа с начала разработки, млн н. м ³	474	96	124	123	149	149	175	176	226	206	277	235
3	Добыча газа, всего, млн н.м ³ /год	184	28	26	27	25	26	25	27	51	30	51	29
4	Расход газа на собственные нужды, млн н. м ³ /год	0,2	1,8	0,2	1,7	0,2	1,7	0,2	1,7	0,2	2,0	0,2	1,9
5	В том числе на технологические нужды, млн н. м ³ /год												
6	Добыча газа из переходящих скважин, млн н. м ³ /год	183,6	28,0	25,5	26,8	25,1	26,1	25,1	26,8	51,0	30,0	51,0	28,8
7	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, шт.	4	2	1	2	1	2	1	2	2	2	2	2
8	Средне действующий фонд переходящих скважин, шт.	4	2	1	2	1	2	1	2	2	2	2	2
9	Среднесуточный дебит переходящей скважины, тыс.н.м ³ /год	132,0	58,1	72,5	63,3	72,5	64,9	72,5	66,0	73,5	56,2	73,5	54,3
10	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	347	241	352	212	347	203	347	203	347	272	347	265
11	Добыча газа из скважин, вводимых из бездействия, млн н.м ³ /год									25,1			
12	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, шт.									1			
13	Среднесуточный дебит 1 скважины, вводимой из бездействия									73,5			
14	Среднее число дней работы 1 скважины, вводимой из бездействия									347			
15	Добыча газа из новых скважин, млн н. м ³ /год												
16	Ввод в эксплуатацию новых скважин, шт.												
17	В том числе: из эксплуатационного бурения												
18	переводом из других объектов												
19	из консервации												
20	из разведочного бурения												
21	Среднесуточный дебит новой скважины, тыс. н. м ³ /сут												
22	Среднее число дней работы новой скважины												
23	Расчетная годовая добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн н. м ³ /год												
24	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн н. м ³ /год	183,6	28,0	25,5	26,8	25,1	26,1	25,1	26,8	25,9	30,0	51,0	28,8
25	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	1,00	0,91	0	0,96	0,01	0,97	0	1,03	0,03	1,14	0,49	0,94
26	Падение добычи газа по переходящим скважинам, млн н. м ³	-0,5	2,8	0	1,2	0,4	0,8	0	-0,8	-0,8	-3,8	-25,1	1,8
27	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.												
28	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м												
29	Объем эксплуатационного бурения, тыс. м												
30	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, Мпа	79	75,9	78,5	74,9	78,0	74,1	77,0	72,1	76,0	72,8	75,1	72,3
31	Средне устьевое (рабочее) давление на начало года, Мпа	64,4	61,3	63,6	60,1	60,5	56,6	59,2	54,4	56,8	53,6	54,9	52,2

*- «Проект ОПЭ газовых залежей верхнемиоценовых отложений Западно-Озерного месторождения» (протокол ЦКР № 2480 от 24.04.2002 г.).

** - «Технологическая схема разработки Западно-Озерного месторождения» (протокол ЦКР Роснедра по ЯНАО № 60-07 от 25.12.2007г.).

4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗАПАСОВ

4.1 Предупреждение гидратообразования

Для оценки возможности гидратообразования рассчитана кривая равновесных параметров гидратообразования для условий газовых пластов Западно-Озерного месторождения с учетом реальных свойств и состава газа (рисунок 15)[14].

Давление, кгс/см²

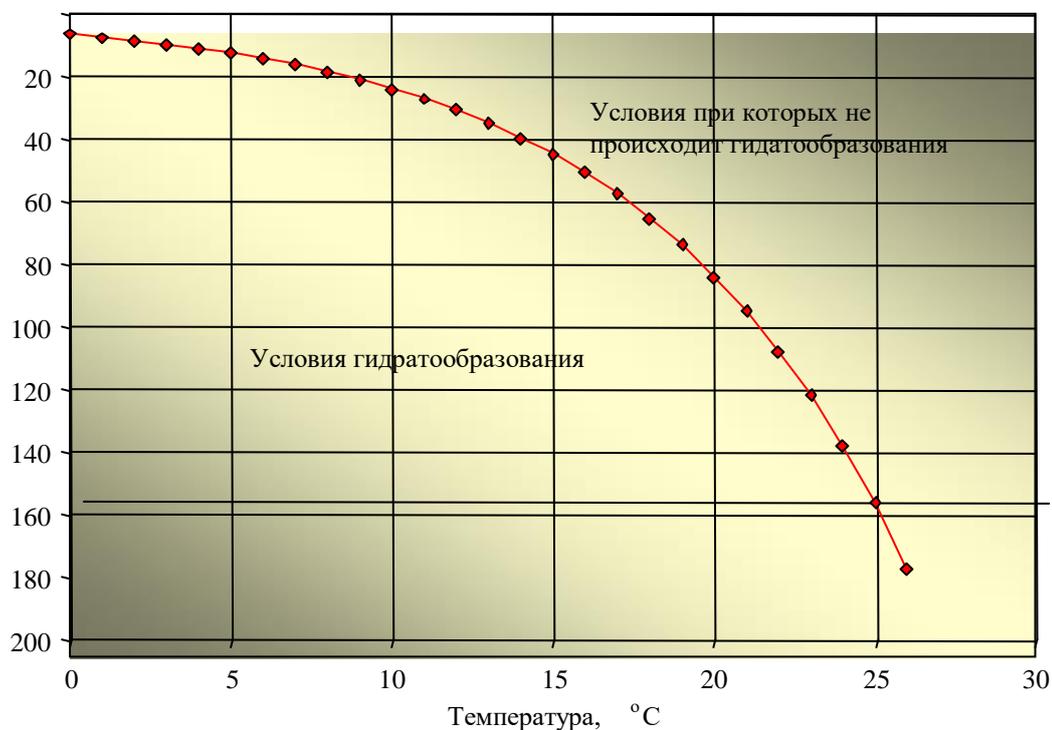


Рисунок 15 – Равновесная кривая гидратообразования

Опыт эксплуатации газовых скважин показывает, что в основном осложнения связаны с образованием гидратных пробок в насосно-компрессорных трубах и устьевом оборудовании в период прогрева скважины после вызова притока.

Результаты расчета (рисунок 15), показывают возможность существования гидратного режима при пуске скважины в эксплуатацию и в периоды работы с дебитами скважин менее 100 тыс. м³/сут.

Борьба с гидратообразованием может осуществляться по нескольким

направлениям:

- выбором безгидратного режима работы скважин, если пластовая температура и продуктивность достаточно высоки;
- ингибированием процесса гидратообразования при постоянном или периодическом дозировании ингибитора гидратообразования через затрубное пространство к башмаку НКТ;
- применением футерованных насосно-компрессорных труб;
- систематическим удалением с забоя скапливающейся жидкости;
- применением специальных технологических операций или их сочетаний.

Гидратные отложения в стволе скважины ликвидируют:

- продувкой в атмосферу, с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии, для частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород;
- закачкой большого объема ингибитора гидратообразований непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой.

Образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин предупреждают следующими методами:

- вводом в поток газа метанола, диэтиленгликоля, раствора хлористого кальция;
- обогревом отдельных узлов и участков;
- устранением резких перепадов давления, которые вызывают снижение температуры газа и т.д.

К наиболее эффективному и распространенному способу предупреждения образования гидратов, относится способ ввода в газовый поток метанола, являющегося понизителем точки замерзания паров воды. Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. При этом

уменьшается количество водяных паров, содержащихся в газе, точка росы понижается, опасность выпадения гидратов становится меньше.

При постоянном образовании гидрата и невозможности подобрать безгидратный режим работы, создать постоянный проход в НКТ и затрубном пространстве можно с помощью электрического нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ через лубрикатор.

По мере подъема ГВК и появления в продукции скважин воды следует предусмотреть проведение ремонтных работ по водоизоляции.

Для удаления жидкости с забоя скважины рекомендуется использовать сочетание химических и механических методов.

Метод вспенивания заключается в доставке на забой пенообразователя (ПАВ), растворении его в жидкости на забое и образовании столба пены за счет барботирования газа, поступающего из пласта в скважину. Пена, имеющая малую плотность, выносится на дневную поверхность. В качестве ПАВ рекомендуются:

- сульфанол, ДС-РАС (для слабоминерализованных вод, до 10 г/л);
- ОП-7, ОП-10, «Универсал», разработанный СевКавНИПИгазом на основе неионогенных и анионоактивных ПАВ и функциональных добавок (для минерализованных вод).

Метод диспергирования заключается в создании под воздействием давления и температуры дисперсионной газожидкостной смеси с малой плотностью, которая выносится на дневную поверхность.

Метод повышенных скоростей газового потока заключается в создании в лифтовой колонне таких скоростей газового потока, которые обеспечивают вынос жидкости на дневную поверхность [14].

Для периода падающей добычи может быть рекомендована технология удаления жидкости из скважин с использованием «летающих клапанов». Процесс удаления жидкости из газовых, газоконденсатных скважин, подъема газового конденсата плунжером типа «летающего клапана» заключается в периодически повторяющихся циклах спуска и подъема «летающего клапана»

по колонне лифтовых труб. Арматуру для челночной эксплуатации скважин (ЧЭС) устанавливают на устье скважин в составе лифтовой колонны и фонтанной елки, изготовленных по специальным требованиям к проходному сечению, обеспечивающем надежную работу плунжера. Испытания проводились на Медвежьем газоконденсатном месторождении.

Изготавливается «Воронежским механическим заводом» по лицензии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Эффективным мероприятием для выноса воды является также оборудование скважин «хвостовиками», применением подъемных труб меньшего диаметра.

4.2 Рекомендации по интенсификации притока газа

Наиболее широко применяемыми химическими методами воздействия на призабойную зону пласта являются кислотные обработки скважин: глинокислотные обработки, солянокислотные и глинокислотные ванны. Терригенные коллекторы обрабатывают смесью соляной и плавиковой кислот (8-10% HCl и 3-5% HF), которую называют глинокислотой. При этом происходит растворение карбонатного цемента и глинистых веществ, заполняющих поры ПЗП. При необходимости очищения поверхности открытого (не закрепленного обсадными трубами) забоя от глинистой корки, цемента и буровой грязи применяются кислотные ванны (концентрация 15-20%).

Для нефтегазовой промышленности заводы-изготовители поставляют соляную кислоту техническую (ГОСТ 857-78)[15]. Массовая доля хлористого водорода в соляной кислоте должна составлять не менее 35% (марка А) и 31,5% (марка Б). Плотность ингибированной соляной кислоты с содержанием HCl 22% 1154-1188 кг/м³ (ТУ6-01-714-77), температура замерзания минус 58 °С[16].

Плавиковая кислота интенсивно реагирует с кварцем, кремнеземом и разрушает силикатный каркас глин и применяется для обработки терригенных коллекторов.

Техническую плавиковую кислоту заводы-изготовители поставляют по

ТУ608-236-77 с содержанием HF не менее 30%. Температура замерзания плавиковой кислоты с концентрацией HF 30% минус 35 °С.

Гидрофобизатор ИВВ-1 добавляется в технологический раствор для увеличения глубины удаления продуктов реакции (ТУ 2482-013-13164401-94)[17]. Представляет собой катионный ПАВ-четвертичное аммониевое соединение, получаемое конденсацией третичного аминов и бензилхлорида. Эмпирическая формула $R(CH_3)_2 \cdot C_6H_5Cl$, где R(смесь алкильных остатков C10-C18).

В качестве компонента глинокислотных композиций применяется борная кислота, для предотвращения выпадения вторичных осадков в процессе обработки ПЗП (ГОСТ 18704-78)[18]. Борная кислота кристаллическое вещество белого цвета, растворима в воде, водных растворах кислот.

4.3 Рекомендации по технике и технологии глушения газовых скважин

В зависимости от пластовых условий месторождений в качестве жидкостей глушения (ЖГ) используются различные технологические растворы и композиции. Для выбора жидкости учитывают ряд факторов: снижение набухания глин, температура замерзания, совместимость с пластовыми жидкостями, плотность[19].

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при проведении ремонтных работ в скважинах в качестве ЖГ возможно применение растворов на углеводородной и водной основе.

Отечественные ЖГ на углеводородной основе представлены, главным образом, обратными эмульсиями с широким диапазоном технологических свойств. Но, плотность таких систем, не содержащих твердой фазы, не превышает 1,16 г/см³. ЖГ имеют ряд недостатков: неблагоприятно воздействуют на окружающую среду, приготовление и использование таких систем в условиях отрицательных температур затруднено.

При использовании технологии глушения с применением трех и двухфазных пен, наиболее эффективным пенообразованием характеризуются:

сульфанол, а также ОП-10 1,5-2% концентрации. В качестве реагентов-стабилизаторов используются КМЦ и ММЦ (концентрация 0,5-1%).

Из ЖГ на водной основе основная роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы. При их использовании из комплекса причин, вызывающих снижение проницаемости продуктивного пласта, часто исключается необратимая и неуправляемая коагуляция пор твердыми частицами.

Для скважин с повышенным пластовым давлением основным является водный раствор хлористого кальция. В качестве добавки возможно использование хлористого натрия. Плотность такого рассола может достигать $1,4 \text{ г/см}^3$, но кристаллизация в жидкости начинается уже при $13 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, в качестве жидкости глушения рекомендуется использование технологии глушения скважин с применением двух и трехфазных пен, сульфанола, ОП-10.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Кривошеев Иван Валериевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Цена на углеводородное сырье, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу газа
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля переменных затрат
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (20%), налог на прибыль (20%), налог на добычу газа, налог на имущество, прямые страховые взносы в ПФ, ФСС, ФОМС

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Использование системы показателей, отражающих эффективность разработки применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Сравниваются 2 варианта разработки месторождения с целью выявления наиболее экономически эффективных
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Чистый доход (ЧД), чистая текущая стоимость (NPV), индекс доходности инвестиций, срок окупаемости.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Кривошеев Иван Валериевич		02.03.2020

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Общие положения

Экономическая оценка эффективности вариантов разработки Западно-Озерного месторождения выполнена на основе прогнозируемых технологических показателей, принятых нормативов капитальных вложений и текущих затрат за период 2011-2101 гг. (90 лет).

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений», «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Вторая редакция, исправленная и дополненная), утвержденными Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21.06.1999 г, № ВК 477, «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений" (Приложение к приказу МПР от 21 марта 2007 г. № 61).

Предусматривается полная уплата всех налогов в соответствии с действующей на 01.01.2020 г. в России системой налогообложения.

В расчетах принято, что весь добываемый природный газ реализуется на внутреннем рынке по цене 6296.13 руб./тыс. м³ (с НДС).

Все стоимостные показатели определены в ценах на материально-технические ресурсы, действовавших на 1.01.2020 года без учета инфляции.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета экономических показателей.

Западно-Озерное месторождение

№	Показатели	Значения
1	ЦЕНА (с НДС)	
	на природный газ на внутреннем рынке (с НДС), руб./тыс. м ³	6296,13
2	ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ	
	НДС, %	20
	налог на имущество, %	2,2
	налог на прибыль, %	20
	налог на добычу полезных ископаемых газ (2011г), р./тыс. м ³	135
	налог на добычу полезных ископаемых газ (с 2019 г), р./тыс. м ³	147
	отчисления от ФОТ, %	34
	страхование от несчастных случаев на пр-ве, %	0,2
3	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	
	вспомогательные материалы на подготовку газа, руб./тыс. м ³	93,6
	заработная плата основная и дополнительная, тыс. руб./чел. год	780
	капитальный ремонт скважин, тыс. руб./рем	20384,6
	прочие эксплуатационные расходы, тыс. руб./скв. год	38289,9
	ГРП, тыс. руб./рем.	12164
4	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	
	Бурение скважин	77
	Оборудование для газодобычи, млн. руб./скв	4,5
	Сбор и транспорт газа, млн. руб./скв	32
	электроснабжение, млн. руб./скв	0,8
	Автодорожное строительство, млн. руб./скв	5,2
	ДКС, млн. руб.	198,77
	Прочие, %	10
Природоохранные мероприятия, %	10	
5	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ	
	доля газа, реализуемого на внутр. рынке, %	100
	норма амортизационных отчислений на реновацию, %	
	-скважин	10
	-объектов обустройства	10
	норматив приведения разновременных затрат, %	10

5.2 Показатели экономической оценки

Для оценки эффективности разработки месторождения использовались следующие показатели эффективности инвестиционного проекта:

- чистый доход (ЧД);
- чистая текущая стоимость (NPV);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием);
- индекс доходности (PI).

Определялась коммерческая эффективность проекта, при оценке которой, учитываются финансовые последствия осуществления проекта для непосредственных его участников.

Расчеты коммерческой эффективности вариантов разработки производились в постоянных ценах.

Расчетный период разбивался на шаги - отрезки времени, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансово-экономических показателей. Продолжительность шага равна 1 году.

Основой для определения всех показателей эффективности являлся прогнозируемый денежный поток, непосредственно связанный с реализацией проекта разработки.

Денежный поток представляет изменение денежных средств за единицу времени. Другими словами денежный поток - это зависимость от времени денежных поступлений и затрат. Он представляет собой последовательность годовых значений разности между притоками и оттоками денежных средств за расчетный период.

В денежный поток включались притоки и оттоки денежных средств, связанные с инвестиционной и операционной деятельностью.

Показатели эффективности проекта разработки (с учетом дисконтирования) рассчитывались на основании дисконтированного денежного потока.

Дисконтирование осуществлялось путем умножения каждого значения денежного потока, соответствующего году t , на коэффициент дисконтирования $a(t)=1/(1+E_n)^t$.

Основным экономическим нормативом, использовавшимся при оценке эффективности, являлась норма дисконта (E_n). При оценке коммерческой эффективности она отражает альтернативную, не связанную с данным проектом эффективность использования капитала (т.е. минимально приемлемую для инвестора).

Основные экономические показатели рассчитывались с нормой дисконта, равной 0.1.

Чистая текущая стоимость (NetPresentValue - NPV) определялся как сумма дисконтированных значений денежного потока проекта. NPV характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом их неравноценности из-за разновременности. Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы NPV была положительна.

Внутренней нормой доходности (ВНД, Внутренняя норма рентабельности, InternalRateofReturn - IRR) называется такое значение нормы дисконта E_v , отвечающее следующим условиям: при норме дисконта E_v чистая текущая стоимость проекта обращается в 0, это число единственное. Разность между ВНД и нормой дисконта характеризует степень устойчивости проекта.

В наиболее распространенном случае инвестиционные проекты имеют одну переменную знака денежного потока. Проект начинается с инвестиционных затрат, которые приводят к отрицательным денежным потокам, а затем получают доходы - здесь денежный поток положительный. В этом случае значение ВНД можно сопоставлять с нормой дисконта E_n . Инвестиционные проекты, у которых $ВНД > E_n$, имеют положительную NPV и поэтому эффективны. Проекты, у которых $ВНД < E_n$, имеют отрицательную NPV и поэтому неэффективны.

Срок окупаемости, рассчитанный без дисконтирования (с

дисконтированием) денежного потока, соответствует периоду, по истечении которого накопленный чистый доход (чистый дисконтированный доход) становится неотрицательным. Срок окупаемости характеризует риск, связанный с длительностью возврата вложенного капитала.

Индексы доходности характеризуют размер дохода (в долях единицы), приходящегося на единицу денежных затрат за срок реализации проекта:

– индекс доходности затрат (иногда называемый Р-фактором) определяется отношением суммы денежных притоков (накопленные поступления) к сумме денежных оттоков (накопленным затратам);

– индекс доходности инвестиций определяется отношением чистого дохода к капитальным вложениям. В ряде случаев индекс доходности оценивается не по общему объему инвестиций, а только по объему начальных инвестиций (сумма отрицательных значений годовых денежных потоков, т.е. капитал риска).

Индексы доходности дисконтированных затрат и инвестиций превышают единицу, если ЧДД положителен.

5.3 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Основным методом расчетов при оценке инвестиционных проектов является метод постоянных цен, обеспечивающий объективность результатов анализа инвестиционного процесса.

Капитальные вложения

На базе технологических показателей с использованием укрупненных нормативов удельных капитальных вложений рассчитаны динамика и структура капитальных вложений.

Затраты на бурение и обустройство новых скважин определены с учетом планируемого объема бурения и строительства объектов производственной инфраструктуры на основе сложившихся в настоящее время в ООО «Сибнефть-Чукотка» удельных капитальных затрат.

Затраты на природоохранные мероприятия предусмотрены в размере 10

% от величины затрат по основным направлениям обустройства.

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты при добыче газа определены по элементам затрат сметы.

Нормы эксплуатационных расходов приняты на основе анализа фактических затрат ООО "Сибнефть-Чукотка" в 2019 г.

Ставки налогов и региональных платежей приняты с учетом действующих законодательных актов Российской Федерации, органов территориального и местного самоуправления.

В соответствии с действующим Положением о составе затрат по производству и реализации продукции и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли, в себестоимость добычи газа и конденсата включены:

- страховые взносы в ПФР, ФСС, федеральный и территориальные ФОМСы;

- отчисления на страхование от несчастных случаев на производстве (0,2% от величины фонда оплаты труда);

- налог на добычу полезных ископаемых;

- плата за землю.

5.4 Технико-экономический анализ проектных решений

Расчет технико-экономических показателей проводился для двух вариантов разработки.

Основные показатели эффективности вариантов разработки Западно-Озерного месторождения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Основные технико-экономические показатели вариантов разработки. Западно-Озерное месторождение

Показатели	Варианты	
	1	2
1. Система разработки		
Вид воздействия	истощение	истощение
Проектный срок разработки, годы	90	90
Накопленная добыча газа за проектный период, млн. м ³	4 419	4 493
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	1	0
в том числе: - добывающих	1	0
в т.ч. горизонтальных	0	0
- нагнетательных	0	0
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки		
-Чистый доход, млн. руб.	-489	2549
-Внутренняя норма рентабельности	31,92	31,94
-Индекс доходности затрат, доли ед.	0,899	1,002
-Индекс доходности инвестиций, доли ед.	-0,478	13,824
-Срок окупаемости капитальных вложений, годы	-	1
норма дисконта 10%		
-Чистая текущая стоимость, млн. руб.	1309	1386
-Внутренняя норма рентабельности	31,92	31,94
-Индекс доходности затрат, доли ед.	1,275	1,292
-Индекс доходности инвестиций, доли ед.	16,506	20,892
-Срок окупаемости капитальных вложений, годы	1	1
3. Оценочные показатели		
-Капитальные вложения, млн. руб.	331	199
в т.ч. на бурение скважин	77	0
-Эксплуатационные затраты, млн. руб.	24128	21343
-Доход государства, млн. руб.	8043	8238
норма дисконта 10%		
-Капитальные вложения, млн. руб.	84	70
в т.ч. на бурение скважин	77	0
-Эксплуатационные затраты, млн. руб.	4317	4247
-Доход государства, млн. руб.	1624	1633

Для решения задачи выбора наиболее эффективного варианта были рассчитаны показатели эффективности инвестиций – чистая текущая стоимость, внутренняя норма доходности, срок окупаемости, индекс доходности (таблица 9).

Из приведенных показателей следует, что при данных экономических условиях в течение рассматриваемого периода инвестиции в разработку по всем рассмотренным вариантам могут быть признаны эффективными в соответствии с рекомендуемыми «Регламентом...» критериями - накопленный за расчетный период дисконтированный поток наличности при ставке дисконта 10 % является величиной положительной.

В соответствии с рекомендуемым «Регламентом...» критерием - максимальное значение накопленного дисконтированного потока наличности – соответствует варианту 2, который и рекомендуется к реализации. Также данный вариант характеризуется максимальным значением накопленной добычи газа.

Величина чистых денежных поступлений, определяемых как разность между суммой поступающих средств и потребностью в них, за рассматриваемый период составит 2549 млн. руб., с учетом дисконтирования чистая текущая стоимость при ставке дисконта 10 % -1386 млн. руб.

Эксплуатационные расходы за рассматриваемый период составят 21343 млн. р., доход государства 1633 млн. р.

С позиции показателей экономической целесообразности разработки месторождения углеводородного сырья, а также с точки зрения рационального использования природных ресурсов вариант 2 может быть рекомендован к внедрению.

5.5 Анализ чувствительности

Надежность проекта при общей нестабильности характеризуется чувствительностью основных экономических критериев к изменению различных факторов.

В данном проекте проведен анализ чувствительности основных показателей эффективности – чистого дисконтированного дохода (при ставке дисконтирования 10%), внутренней нормы доходности, срока окупаемости и индекса доходности к изменению нескольких факторов: объема добычи газа,

уровня цен на продукцию и величины удельных капитальных и эксплуатационных затрат, а также суммы всех перечисленных факторов по рекомендуемому варианту разработки Западно-Озерного месторождения за расчетный период разработки (90 лет).

Результаты расчета приведены в таблице 10, на рисунке показано изменение основного критерия – дисконтированного потока наличности (коэффициент дисконтирования 0.10) под влиянием указанных факторов.

Таблица 10 – Анализ чувствительности проекта. Вариант 2

Показатели	Вариант 2				
	-30%	базовая	базовая	-20%	базовая
Добыча	-30%	базовая	базовая	-20%	базовая
Цена	базовая	-30%	базовая	-20%	базовая
Затраты	базовая	базовая	30%	20%	базовая
1. Капитальные вложения, млн. руб.	199	199	258	239	199
2. Эксплуатационные расходы, млн. руб.	20986	21343	26594	24605	21343
3. Чистая прибыль предприятия, млн. руб.	-5534	-5837	-4608	10108	250
4. Поток наличности, млн. руб.	-3235	-3538	-2310	-7809	2549
5. Дисконтированный поток наличности, млн. руб.					
- ставка дисконта 10 %	262	204	740	-425	1386
- ставка дисконта 15 %	-33	-68	214	-472	642
- ставка дисконта 20 %	-163	-187	-27	-480	292
6. Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	14,21	13,34	19,20	-	31,94
7. Индекс доходности (PI), e=0.10	4,76	3,92	9,17	-4,09	20,89
8. Период окупаемости кап.вложений, e=0.10, лет	1	1	1	-	1
9. Доход государства, млн. руб.	5536	5839	7847	4913	8238

Наименьшее влияние на величину NPV (дисконтированный поток наличности при норме дисконта 10 %) оказывает изменение величины удельных норм капитальных и эксплуатационных затрат.

Наиболее существенное влияние оказывает изменение цен на углеводороды.

Достаточно сильное влияние оказывает технологический фактор – уменьшение добычи природного газа при неизменном количестве скважин и мощностей объектов обустройства.

В целом данный проект можно характеризовать как устойчивый, каждое из рассмотренных негативных последствий (30%) не приводит к появлению отрицательного значения основного экономического критерия – чистого дисконтированного дохода.

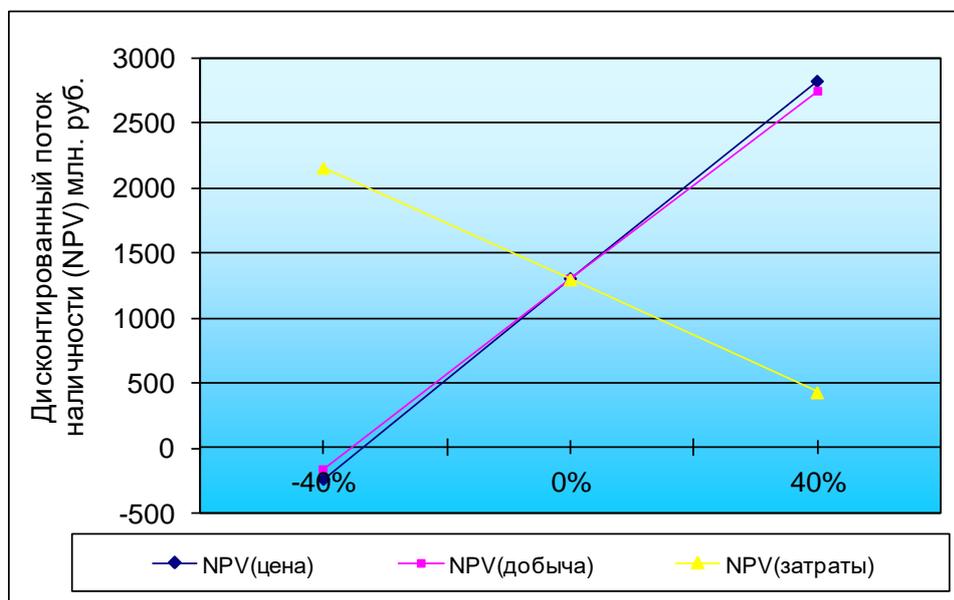


Рисунок 16 – Чувствительность проекта

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Кривошеев Иван Валериевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ основных показателей разработки Западно-Озерного газового месторождения (Чукотский автономный округ)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является обеспечение благоприятных условий для работы персонала при обслуживании оборудования добычи газа на производственных объектах Западно-озёрского газового месторождения
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства, 1.2 Организационные мероприятия 1.3 Санитарно-гигиенические условия помещений и размещение используемого оборудования
2. Производственная безопасность:	2.1 Вредные факторы: вредное воздействие химических факторов; микроклимат на рабочем месте; производственный шум; вибрация; недостаточная освещённость рабочей зоны; загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: электрический ток; факторы производственного процесса тяжесть и напряженность труда; оборудование и трубопроводы работающие под давлением. 2.2 Разработать рекомендации по обеспечению защиты от вредных и опасных производственных факторов.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Оценка воздействия на

	геологическую среду 3.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух 3.3 Оценка воздействия на гидросферу 3.4 Мероприятия по защите окружающей среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Кривошеев Иван Валериевич		02.03.2020

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работники компании имеют отпуск в 44 календарных дня (28 дней по Трудовому кодексу РФ и 16 дней добавляется к отпуску за проживание и работу на территории, приравненной к северным условиям).

Выход на пенсию для работника компании (мужчины) предусмотрен с 60 лет, по достижению пенсионного возраста.

На базе предприятия имеется страховая компания «Ингосстрах». Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот, дополнительных гарантий и компенсаций, а также созданий условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Обслуживание скважин разрешается проводить после специальной подготовки территории и скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственную регулировку потоков скважинной жидкости, а также полное закрытие арматуры.

Каждая скважина должна быть оборудована площадкой для ее обслуживания, имеющей ограждения в виде перил, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период.

Весь ударный рабочий инструмент оператора должен быть выполнен из материала не дающий искр.

Станции управления насосным оборудованием должны располагаться на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами, а также они должны

иметь освещение. Фонари и прожекторы должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Весь автотранспорт промысла должен иметь искрогасители на выхлопной системе, а цистерны для перевозки ГСМ и нефти герметичный люк.

Групповые замерные установки должны быть оборудованы датчиками контроля газовой среды, а также приточно-вытяжной вентиляцией.

6.2 Производственная безопасность

Технологические операции по обслуживанию объектов газа имеют ряд специфических особенностей, а именно: тяжелые погодные условия проведения работ, физические и моральные перегрузки, переезды с куста на куст и т.д., конструктивными особенностями скважинного оборудования (работа с электроаппаратурой, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 [17]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды

Опасные факторы – воздействие, которых на человека приводят к несчастному случаю.

Вредные факторы – воздействие, которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные факторы, формирующиеся в результате производственного процесса, представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование запроектированных	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [17])		Нормативные Документы
	Опасные	Вредные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для добычи нефти и газа.	1. Электрический ток	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.019-2009 [22] ГОСТ 12.1.038-82 [23] ГОСТ 12.1.005-88 [26]
2. Контроль параметров насосного оборудования с помощью станции управления.	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.4.125-83 [21] ГОСТ 12.1.003-2014 [20]
		3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.010-76 [23]

6.2.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Особенностью условий труда операторов по добычи нефти является работа, в основном на открытом воздухе, а так же перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири метеорологический фактор. При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, что приведет к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей вследствие

интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

При высокой температуре окружающей среды снижается скорость реакции и внимание работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварий. В летнее время возможными последствиями высокой температуры могут быть солнечные и тепловые удары. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 – 88[20].

Объекты (кусты), как правило засыпаются песком, поэтому при воздействии ветра происходит поднятие песка и пыли, которые могут попасть в глаза, дыхательные пути и вызвать негативную реакцию человека.

Основные виды работ в процессе эксплуатации скважин выполняются на открытом воздухе, а добываемая нефть, ее компоненты и применяемые в процессе добычи различные химические реагенты являются токсичными и взрывоопасными веществами. Поэтому рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. В Постановлении ЯНАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: в целях охраны труда, предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой при низких температурах воздуха:

1. Установить на территории автономного округа предельную температуру, ниже которой не могут производиться следующие работы на открытом воздухе: на всех остальных работах: без ветра - 38 град. С; при скорости ветра до 5 м/сек. - 36 град. С; при скорости ветра от 5 до 10 м/сек. - 35 град. С; при скорости ветра свыше 10 м/сек. - 32 град. С.

2. При температуре воздуха минус 28 град. С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных и приспособленных помещениях. Количество и продолжительность перерывов устанавливаются администрацией предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом. Перерывы для

обогревания включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется распоряжением администрации.

6.2.3 Повышенный уровень шума и вибрации

Блок гребенок, а также автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2014[22] . При редуцировании скважинной продукции запорно-регулирующей арматурой создается вибрация на оборудовании, в зависимости от скорости потока жидкости и газа. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004[4] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения работ составляет менее 100 дБ, что превышает норму.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 используют следующие методы и средства защиты от вибраций:

1. Применение виброизоляции – защита с помощью устройств, помещённых между источником возбуждения и защищаемым объектом;
2. Применение вибродемпфирования – превращение энергии механического колебания в тепловую энергию;
3. Снижение вибрации на пути её распространения введением рёбер жёсткости и изменения конструкции несущих систем механизмов;
4. Динамическое гашение колебаний – присоединение к защищаемому объекту системы, реакции которой уменьшают размах вибрации объекта в точках присоединения системы.

6.2.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При обслуживании объектов нефтегазодобычи возможны утечки нефти и газа из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть и ее пары относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/м³. Не стоит забывать и о продуктах

нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека[21].

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь средства индивидуальной защиты (СИЗ).

На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

6.2.5 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

6.2.6 Электрический ток

На кустовой площадке нефтепромысла возможны следующие причины поражения электрическим током:

- ремонт и монтаж электроустановок под напряжением;
- повреждена изоляции токоведущих частей;
- случайные прикосновения к оголенным проводом, находящимся под напряжением;
- неисправность и отказ средств индивидуальной защиты работников.

Процесс поражения человека электрическим током очень сложен и сопровождается электролитическим, термическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функционирования деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом воздействии тока происходят ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры нервов, кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать их серьезные функциональные расстройства, вплоть до омертвления.

Электролитическое действие тока выражается в распаде молекул крови на лимфы и ионы. Изменяется физико-химический состав этих жидкостей, что приводит к нарушению жизненного процесса.

Биологическое воздействие тока заключается в раздражении и возбуждении в тканях организма биоэлектрических процессов и механизмов.

6.2.7 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Основным источником механического травмирования на кустовой площадке - различные агрегаты (спускоподъемные, экскаваторы, краны, погрузчики).

Для снижения воздействия этого негативного фактора необходимо строго соблюдать технику безопасности при спускоподъемных операциях, использовать средства индивидуальной защиты, использовать только исправные грузозахватные механизмы.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[24] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов, и должны исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

6.3 Экологическая безопасность

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде при эксплуатации месторождения на объектах Западно-озёрского газового месторождения (Чукотский Автономный округ) ОАО «Сибнефть-Чукотка», предусмотрены мероприятия, уменьшающие влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.).
Временные источники загрязнения: перенос вредных веществ с загрязненных

участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока; перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки; прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

6.3.1 Влияние на литосферу

Обслуживание объектов промысла может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время замены запорной арматуры, приборов измерения, а также отбора проб нефти.

В целях снижения ущерба окружающей среде на месторождении предполагается осуществить следующие мероприятия:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти;
- 100% контроль сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии (подача ингибиторов коррозии, покрытие антикоррозионной изоляцией внутренней и наружной поверхностей, обеспечение оптимальных скоростей в трубопроводах);
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- сброс нефти с предохранительных клапанов в аварийные емкости;
- откачка нефти при ремонте оборудования в аварийные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти;
- канализация разлившегося (просочившегося) нефтепродукта с площадок и возврат в систему подготовки нефти.

6.3.2 Влияние на гидросферу

Скважины находятся на отсыпанном песком месте, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии (ГОСТ 17.1.3.06–82 [25]).

6.3.3 Влияние на атмосферу

Загрязнение атмосферного воздуха происходит в период производства ГРП и является временным. Источники выбросов неорганизованные.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в период строительства разработаны следующие мероприятия[26]:

- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- осуществление периодического контроля содержания загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта необходимо обеспечить контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызвать возгорание естественной растительности;

– доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

– исключение применения строительных материалов, не имеющих сертификатов качества России выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества.

Дополнительно какие-либо мероприятия, направленные на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, разрабатывать нет необходимости, поскольку период производства ГРП непродолжителен по времени.

При соблюдении технологического регламента степень отрицательного воздействия проектируемых объектов на атмосферный воздух будет минимальна и не приведет к ухудшению экологической ситуации на обустраиваемой территории.

6.4 Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Различают чрезвычайные ситуации техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера[27].

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

- разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а так же технологических агрегатов в процессе работы;
- открытое газонефтеводопроявление (фонтан);
- пожар;
- взрыв;
- розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке;

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды материалами данной работы недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;

- закрытая система сбора и транспорта нефти.

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим ошибки действий оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к аварии. Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта[28].

Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть проинструктирован и обучен, обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ.

Ремонтные работы на трубопроводах и установках должны производиться по разрешению руководства предприятия - владельца трубопроводов, которые фиксируются в специальном журнале.

Ремонтные работы должны производиться после отключения ремонтируемого участка трубопровода и при отсутствии в нем избыточного давления. На всех отключенных задвижках и вентилях должны быть вывешены плакаты с надписью: «Не открывать, работают люди!».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подведя итог проведенному анализу, можно сделать следующие выводы.

Разработка данного месторождения носит социально-направленный характер – весь газ, добытый на месторождения реализуется на нужды теплоснабжения г. Анадырь.

На месторождении выделено три эксплуатационных объекта, при этом, вовлечение объектов в разработку планируется по схеме «снизу-вверх»

На начальном этапе разработка месторождения предусматривается четырьмя добывающими скважинами.

По состоянию на 1.11.2015г. в промышленной эксплуатации находится нижний объект разработки, остальные объекты в эксплуатации не были.

На месторождении пробурено четыре добывающих скважины, из которых одна вертикальная, три «субгоризонтальные». В эксплуатационном фонде числится 4 скважины, две в постоянной работе (101 и 103), 102 в периодическом режиме, 104 в консервации. Общий фонд скважин соответствует проектному.

По состоянию на 01.11.2015 г., накопленная добыча газа по месторождению составила 230 млн.м³ или 4,9% от начальных балансовых запасов «сухого» газа промышленных категорий. Темп отбора газа низкий – менее 0,5% в год.

Основные причины не достижения проектных уровней добычи газа 2006, 2014-2015 гг. обусловлены как меньшим временем работы скважин, так и пониженным дебитом по газу.

Динамика изменения устьевых давлений по скважинам показывает незначительное падение, при периодической эксплуатации скважин давление восстанавливается до уровня первоначального. Таким образом, энергетическое состояние залежей удовлетворительное.

Уровни добычи газа зависят от условий потребления газа ОАО

«Чукотэнерго».

На основании проведенных технико-экономических расчетов в течение рассматриваемого периода (2011-2101 гг.) разработка Западно-Озерного месторождения в условиях действующей системы налогообложения и принятых в расчетах ценах на природный газ является рентабельной по всем вариантам. Максимальное значение накопленного дисконтированного потока наличности – соответствует варианту 2, который и рекомендуется к реализации. Также данный вариант характеризуется максимальным значением накопленной добычи газа.

Величина чистых денежных поступлений за рассматриваемый период составит 2457 млн. руб., с учетом дисконтирования при ставке дисконта 10 % 1382 млн. руб.

В целом данный проект можно характеризовать как устойчивый, каждое из рассмотренных негативных последствий не приводит к появлению отрицательного значения основного экономического критерия – чистого дисконтированного дохода.

С целью более полной выработки запасов предлагается проведение ряда операций ГРП. С целью контроля за разработкой рекомендуется комплекс мероприятий, включающий контроль добывных возможностей скважин, энергетического состояния залежей, оценка текущей газонасыщенности и т.д. С целью дальнейшего доизучения месторождения рекомендуется проведение комплекса мер по доразведке, включающем исследования керна, проб пластовых флюидов.

В целом проектные решения технологической схемы выполняются.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект ОПЭ газовых залежей верхнемиоценовых отложений Западно-Озерного месторождения ((протокол № 2840 от 24.04.2002 г.).
2. Неогеновые фораминиферы берингоморского шельфа: акваториальная часть Анадырского нефтегазоносного бассейна / Т. В. Дмитриева. – СПб. - 2009г. – 15 с.
3. Новые данные о стратиграфии палеогеновых и неогеновых отложений Анадырской впадины / Д. И. Агапитов. // Геология и стратиграфия кайназойских отложений Северо-Западной Пацифики. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1991. – С. 70-95.
4. Нефтегазоносные бассейны Чукотки / Д. И. Агапитов., Д. Д. Агапитов. // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения: Доклады первой Международной конференции. – СПб. – 1998. – С. 213-219.
5. Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии / В.В. Иванов - М.: Наука, 1985. - 208 с.
6. Граница плиоцена-плейстоцена на севере Чукотки (по фораминиферам) / В.И. Гудина, В.А. Лантабег. Л.К. Левчук / Труды СО АН СССР. – Новосибирск: ИГНГ, 1984. – 103 с.
7. Технологическая схема разработки Западно-Озерного газового месторождения», которая была принята по варианту 4 (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО № 60-07 от 25.12.2007г.).
8. Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденных приказом МПР РФ № 61 от 21.03.2007г.
9. Протокол НТС ООО «Сибнефть-Чукотка» рассмотрения «Технологического проекта разработки Западно-Озерного месторождения».

10. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Ф.Ф. Крейг - М.: «Недра», 1974. – 189с.
11. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов Ю.П. – М.: «Недра», 1986. - 333с.
12. Лысенко В.Д. "Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика" М.Недра, 1996.-93с
13. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: «Недра», 1983. - 455с.
14. Крылов А.П., Глоговский М.М. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М. Глоговский. – М.: «ИКИ», 2004 – 416 с.
15. ГОСТ 857-95. Кислота соляная синтетическая техническая. Технические условия.
16. ТУ 6-01-714-87. Кислота соляная ингибированная.
17. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. 20. Постановление ЯНАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах.
19. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением №1).

25. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

26. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

27. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123.

28. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).