

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

Инженерная школа природных ресурсов
Нефтегазовое дело 21.04.01
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Обоснование применения технологических решений при разработке туронской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	
УДК 622.323-027.236 (571.121)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Воронин Дмитрий Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОНД ШБИП	Черемискина М.С.			

По разделу магистерской диссертации, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ШБИП	Гутарева Н.Ю.	К.П.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
<i>Общие по направлению подготовки (специальности) 21.04.01 Нефтегазовое дело</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Нефтегазовое дело 21.04.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Воронину Дмитрию Олеговичу

Тема работы:

Обоснование применения технологических решений при разработке туронской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	01.03.2019, № 1641/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Пакет технической, технологической и нормативной информации, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Геологическое строение месторождения и туронской залежи 2. Технологические решения, применяемые при разработке туронских залежей-аналогов 3. Обоснование применения технологических решений при разработке туронской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения 4. Социальная ответственность 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Раздел на английском языке	Гутарева Н.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Литературный обзор	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Воронин Дмитрий Олегович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Воронину Дмитрию Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость бурения наклонно-направленной скважины, человеческих ресурсов, используемых материалов</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы расходов на закупку оборудования, нормы расхода инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности опытно-промышленной разработки туронской залежи</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет формируется исходя из капитальных и эксплуатационных затрат на бурение скважин, подготовку на установке подготовки газа сеноманского фонда и компримирование газа на сеноманской ДКС</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности проведения опытно-промышленной разработки</i>

Перечень графического материала:

Графический материал в разделе отсутствует

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Воронин Дмитрий Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Воронину Дмитрию Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место – на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование, а также приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.</i> <i>Оборудование – аппараты и трубопроводы под давлением, буровая вышка соопутствующие буровые инструменты, насосные агрегаты, автоцистерны, блок манифольдов.</i> <i>Материалы и жидкости – метанол, диэтиленгликоль, продавочная жидкость, жидкость разрыва, ГСМ, проппант</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	<i>Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, а также ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в газовой промышленности</i>
2. Профессиональная социальная ответственность 2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования 2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования 2.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов	<i>При работе и обслуживании насосных установок работники попадают в зону действия следующих опасных и вредных факторов:</i> <i>–движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</i> <i>–производственный шум и вибрация, высокое напряжение электрического тока;</i> <i>–загазованность воздушной среды выхлопными газами машин, используемых при ГРП;</i> <i>–опасность загазованности в зоне проведения работ;</i> <i>–неблагоприятные метеорологические условия;</i> <i>–утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</i> <i>В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:</i> <i>–воздействие теплового излучения пожара;</i> <i>–воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);</i> <i>–токсическое действие химических реагентов;</i> <i>–поражающее действие осколков;</i> <i>–утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как пары газов работающих машин;</i> <i>–разливы жидкости разрыва при закачке;</i>

	–взрыв аппаратов под давлением; –опасность поражения электрическим током.
3. Экологическая безопасность 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 3.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду 3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	–Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как газы работающих машин; –разливы жидкости разрыва при закачке; –утечки при негерметичности трубопроводов; –утечка газов в атмосферу при действии дыхательных клапанов установок и срабатывании их на свечи рассеивания
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований 4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований 4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам: •по природно-климатическим: –лесные и торфяные пожары; –паводки; –сильные морозы; –метели и снежные заносы; •по техногенным причинам: Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть: –негерметичность трубопроводов и фонтанной арматуры; –открытое фонтанирование скважин; –взрывы –ошибочные действия персонала при производстве работ; –отказ приборов контроля и сигнализации; –отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; –производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; –старение оборудования (моральный или физический износ); –коррозия оборудования; –факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОНД ШБИП	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Воронин Дмитрий Олегович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 107 листов, 18 рисунков, списка использованной литературы из 48 наименований, 1 приложение.

Ключевые слова: туронская залежь, Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение, низкопроницаемый пласт, бурение бокового ствола, внутрискважинный газлифт, восходящий ствол скважины.

Цель работы: подобрать эффективные технологические решения для разработки туронской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения, исходя из опыта разработки залежей-аналогов.

Объектом исследования является туронская залежь Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе дана подробная информация о геологическом строении и особенностях туронской залежи. В ходе описания геологии приведено сравнение параметрой данной залежи и залежей-аналогов (Южно-Русского и Харампурского месторождений). Рассмотрены геологические особенности туронских залежей Южно-Русского и Харампурского месторождений и представлены технологические решения, которые были применены при их опытно-промышленной разработке и геологоразведочных работах. Также дана оценка их эффективности, исходя из которой были отобраны и рекомендованы технологические решения для разработки туронской залежи Заполярного месторождения.

В итоге были представлены технологические решения, которые могут быть использованы при промышленной разработке туронской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения.

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы	22.05.2019 г.
---	---------------

Дата контроля		Максимальный балл раздела
01.02.2019	Общие сведения о Заполярном месторождении	10
23.02.2019	Геологическое строение туронской залежи Заполярного месторождения	10
20.03.2019	Обоснование применения технологических решений при разработке туронской залежи Заполярного НГКМ	20
4.04.2019	Технологические решения, применяемые при разработке туронских залежей-аналогов	20
01.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.05.2019	Социальная ответственность	15
22.05.2019	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н		

Оглавление

Введение.....	12
1. Геологические особенности Заполярного месторождения и туронской залежи.....	13
1.1 Общие сведения о Заполярном месторождении.....	13
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений.....	16
1.3 Газоносность.....	21
1.4 Геологические особенности туронской залежи Заполярного месторождения.....	22
1.5 Геологическая модель туронской залежи.....	25
1.6 Фильтрационно-емкостные свойства и параметры туронской залежи по гидродинамической модели.....	26
2. Технологические решения, применяемые при разработке туронских залежей-аналогов.....	29
2.1 Геолого-промысловая характеристика туронских отложений Южно-Русского месторождения.....	29
2.2 Эффективность технологических решений, применяемых при разработке туронской залежи Южно-Русского месторождения.....	31
2.3 Геолого-промысловая характеристика туронских отложений Харампурского месторождения.....	35
2.4 Эффективность технологических решений, применяемых при разработке туронской залежи Харампурского месторождения.....	31
3. Раздел скрыт по причине наличия коммерческой тайны.....	(с.36-60)
4. Раздел скрыт по причине наличия коммерческой тайны.....	(с.60-71)
5. Социальная ответственность.....	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	71
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	71
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	72
5.2 Профессиональная социальная ответственность.....	73
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	73
5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования.....	74
5.2.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	75
5.3 Экологическая безопасность.....	77
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	77
5.3.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.....	78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	83

5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.....	84
5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	85
Заключение.....	87
Список публикаций.....	88
Приложение А.....	89
Список используемой литературы.....	103

Введение

На сегодняшний день большинство газовых месторождений Западной Сибири находится на стадии падающей добычи, так как истощаются основные запасы природного газа, залегающие в сеноманских залежах.

Поэтому, чтобы сохранить объемы добываемого газа и его экспорт, необходимо добывать трудноизвлекаемые запасы туронских отложений, которые находятся выше сеноманского горизонта.

Промышленная разработка данных залежей на данный момент затруднительна, так как продуктивность таких пластов мала, а потому для их разработки необходимо искать новые высокоэффективные технологии для получения рентабельности с добычи. Несмотря на то, что промышленная разработка туронских залежей еще не ведется, на Южно-Русском месторождении была пробурена и введена в эксплуатацию уникальная двухзабойная скважина с двумя НКТ, которая была спроектирована для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. Однако в течении ее эксплуатации стало понятно, что такая конструкция не решает все проблемы при добыче трудноизвлекаемых запасов турона. Например, связанные с выносом жидкости и песка с забоя скважины.

Заполярное месторождение сегодня находится на третьем месте по очередности ввода в промышленную эксплуатацию туронской залежи. Но в отличие от залежи-аналога Южно-Русского месторождения, она имеет значительно меньшую проницаемость, что делает ее разработку стандартными технологиями экономически нецелесообразной.

Поэтому для получения рентабельности с разработки туронской залежи Заполярного месторождения необходимо применять инновационные технологические решения, использовать сформировавшуюся газодобывающую инфраструктуру, а также опыт строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры.

Обозначения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

СРТО – северные районы Тюменской области;

ГВК – газоводяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

МЗС – многозабойная скважина;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

ЯНАО – Ямало-Ненецкий Автономный Округ;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГДИ – газодинамические исследования;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЧДП – чистый дисконтированный поток;

ОПР – опытно-промышленная разработка;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация.

1. Геологические особенности Заполярного месторождения и туронской залежи

1.1 Общие сведения о Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении

Заполярное месторождения располагается на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Оно находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в северо-западной части Пур-Тазовского междуречья (рисунок 1.1) [1].

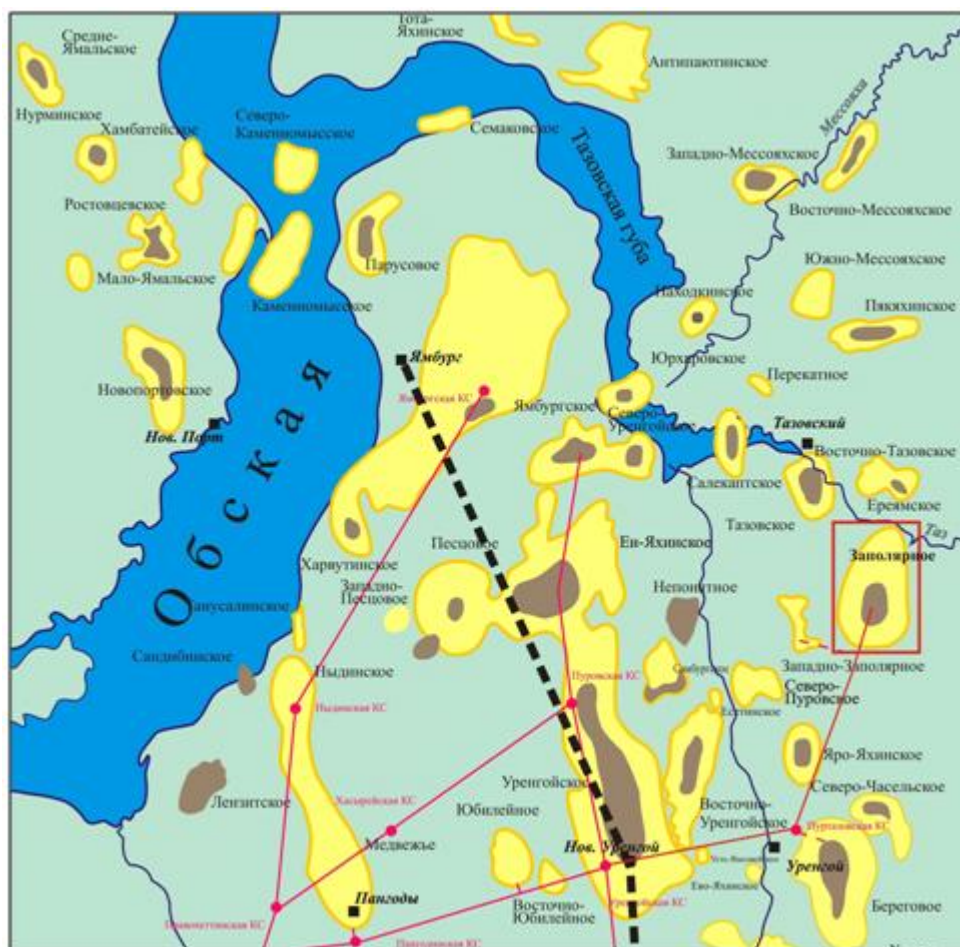


Рисунок 1.1 – Местоположение Заполярного месторождения

В западной стороне, в 60 км от месторождения расположен самый близкий к нему поселок – Самбург. Поселок Тазовский, находится в 85 км на северо-запад от месторождения. На территории самого месторождения расположен вахтовый поселок ООО «Газпром добыча Ямбург» – Новозаполярный.

На площади месторождения в летнее время дорожная сеть отсутствует и сообщение возможно только воздушным и гусеничным транспортом. Безопасный для движения автотранспорта ледовый покров формируется в

начале декабря. В г.Новый Уренгой имеются железнодорожный узел и аэропорт, позволяющий принимать большегрузные самолеты[1].

С месторождения газ транспортируется по газопроводу Заполярное – Уренгой в систему магистрального транспорта СРТО – Урал.

Ближайшими месторождениями являются Тазовское, расположенное в 15 км на северо-запад, в северном направлении – Восточно-Тазовское, на юго-востоке – Русское, Южно-Русское, на западе – Западно-Заполярное.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой. Лето короткое, прохладное и ветреное с похолоданиями и заморозками.

Среднегодовая температура воздуха минус 10°С. Устойчивые морозы держатся около 210 дней. Самые холодные месяцы – январь, февраль. Морозы достигают минус 50°С. Самый теплый месяц – июль, его средняя температура изменяется от плюс 15°С до плюс 17°С. Количество атмосферных осадков колеблется от 337 до 635 мм в год и в среднем составляет 460 мм.

Месторождение расположено в северной части геокриологической зоны в пределах Тазовской геокриологической области, где толща многолетнемерзлых пород (ММП) имеет сплошное распространение по площади и монолитное строение по разрезу. Это, в основном, эпикриогенные породы, залегающие непосредственно ниже слоя сезонного протаивания. Глубина последнего зависит от литологического состава и льдистости пород и их геоморфологической приуроченности[1].

В пределах водоразделов, речных террас, осложненных минеральными породами, глубина кровли ММП колеблется от 0,5 до 1,2 м. В заторфованных и торфяных грунтах кровля ММП расположена ближе к поверхности – от 0,3 до 0,6 м. На залесенных и заливаемых участках пойм довольно часто встречается несливающаяся мерзлота с глубиной кровли ММП до 5 м, при этом глубина сезонного промерзания в районе не сливающейся мерзлоты достигает 1,8 м. Глубина залегания ММП в пределах структуры месторождения изменяется от 380 до 495 м.

Среднегодовая температура грунтов на подошве слоя годовых теплооборотов (от 8 до 15 м) на большей части территории Заполярного месторождения изменяется от минус 1,5 °С до минус 3,0 °С и ниже[1].

Для пород суглинисто-глинистого состава салехардской и казанцевской свит характерны слоистые текстуры с постепенным уменьшением вниз по разрезу суммарной объемной льдистости от 55 % до 35 %. В песчаных отложениях этих свит распределение льдистости по глубине относительно равномерно и практически не превышает 35 %, криогенная структура этих пород массивная. Максимальная объемная льдистость (от 85 % до 90 %) характерна для торфяных, озерно-болотных отложений с базальной и массивной, реже слоистой текстурой. В этих породах существуют, как правило, законсервированные льды наибольшей толщины. Таким образом, территория месторождения характеризуется неустойчивостью термодинамического равновесия геологической среды, обусловленной существованием ММП сплошного (монокристаллического) распространения.

Наличие в районе работ мощного слоя многолетнемерзлых пород создает особую сложность при освоении месторождения. Нарушение температурного равновесия приповерхностного слоя четвертичных отложений в результате хозяйственной деятельности сопровождается рядом негативных явлений – термокарста, криогенного пучения, выводящих из строя несущие фундаменты сооружений, свайные опоры, трубопроводы[1].

Возможны осложнения и в процессе бурения, например, замерзание промывочной жидкости в скважине, а также протаивание и потеря связности в рыхлых породах с образованием значительных по объему каверн.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

В районе Заполярного месторождения бурением изучен разрез осадочного чехла до среднеюрских отложений. Положение более глубоких геологических образований прогнозируется по данным региональных исследований и сейсморазведки. Эти материалы позволяют выделить на глубине от 5,5 до 8,0 км границу палеозойского фундамента, в кровле которого

предположительно залегают метаморфизованные вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы палеозоя. Выше выделяется промежуточный комплекс, представленный эффузивными, вулканогенно-осадочными и осадочными образованиями триаса, толщиной 2500 м в прогибах.

В прогибах, окружающих Заполярное поднятие в основании нижней юры может накапливаться песчано-гравелитовая толща с прослоями конгломератов и глин (береговая свита, синемюрский ярус). По аналогии с изученными разрезами нижней юры эта толща может быть перекрыта преимущественно глинистыми отложениями с подчиненными прослоями грубообломочных терригенных разностей (ягельная свита, плинсбахский ярус). Условно в наиболее полном составе береговой свиты выделяют пласты-резервуары ЮГ₂₀-ЮГ₂₃, в ягельной свите – пласты ЮГ₁₈-ЮГ₁₉.

Вышележащая полукилометровая толща в Надым-Пур-Тазовском районе объединена в котухтинскую свиту. Она делится на две части, представленные крупными трансгрессивно-регрессивными циклами. В основании залегает песчано-алеврито-глинистая толща, которая включает пласты группы ЮГ₁₃ - ЮГ₁₇. Часто для пластов этой серии используется другая объединенная межрайонная индексация – Ю₁₁₋₁₂. Толща перекрывается тогурской пачкой, представленной уплотненными темно-серыми глинами, для которых характерен выдержанный состав, встречается морская фауна – фораминиферы, двустворки, филлоподы. Толщина пачки – до 100 м. В основании следующего циклита залегает песчано-алеврито-глинистая толща, обогащенная растительным детритом, встречаются остатки корней, сидерит. В составе толщи выделяются резервуары ЮГ₁₀₋₁₂. Верхнюю часть котухтинской свиты составляют преимущественно глинистые отложения радомской пачки. В глинах могут отмечаться прослои битуминозных разностей. Мощность радомской пачки – около 100 м[1].

За исключением части ааленского яруса среднеюрские отложения входят в состав тюменской свиты. Свита довольно условно делится на три подсвиты. В нижней выделяют пласты ЮГ₇ - ЮГ₉, в средней – пласты ЮГ₅ -

ЮГ₆, в верхней – пласты ЮГ₂ - ЮГ₄. Наиболее типичный литологический облик свиты представлен частым, неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин, углей. Породы обогащены растительной органикой. В верхней подсвите встречаются биотурбированные прослои, пирит.

По верхнеюрским отложениям Заполярная площадь находится в пограничной области между районами, отличающимися стратиграфическим делением на свиты. К востоку от площади в составе верхней юры снизу-вверх выделяют васюганскую и марьяновскую свиты. Нижняя подсвита васюганской свиты преимущественно глинистая, с морской фауной, а в верхней подсвите выделяют песчаные и алевроитовые пласты группы Ю₁. Марьяновская свита представлена темно-серыми глинами, битуминозными и слабо битуминозными в верхней части, глауконитовыми – в нижней части[1].

К западу от площади в составе верхнеюрских отложений, соответственно, выделяют преимущественно глинистые абалакскую и баженовскую свиты, сложенные черными и буровато-черными битуминозными глинами с большим содержанием остатков морской фауны и флоры.

Установленная по данным бурения на Заполярном месторождении (скв. 57, 77, 83) толщина баженовской свиты составляет около 50 м, абалакской свиты – от 110 до 120 м. Отмечается незначительное сокращение толщины верхнеюрских отложений в направлении свода структуры.

В районе Заполярного месторождения в составе нижнего отдела мела выделяют снизу-вверх мегионскую, заполярную, ереямскую, покурскую свиты. Мегионская свита (валанжин) в разрезе отдела имеет наиболее глинистый состав. Песчаные пласты свиты отличаются небольшими толщинами и относительно низкими коллекторскими свойствами. Разрез свиты благоприятен для локализации литологических и структурно-литологических ловушек. В нижней части свиты залегают ачимовские пласты. Толщина ачимовских пластов, изученных скважинами (скв. 35, 83), составляет от 10 до 20 м. За исключением пластов, вскрытых скв. 35, ачимовские песчаники характеризуются низкими коллекторскими свойствами. В верхней части

мегионской свиты на Заполярной площади залегают шельфовые пласты БТ₁₀, БТ₁₁. Для нижних шельфовых пластов свиты характерна высокая глинистость и редкое, линзовидное развитие песчаников. Пласт БТ₁₀ перекрывается 50-метровой преимущественно глинистой пачкой с подчиненными прослоями песчаников (пласт БТ₉). Общая мощность мегионской свиты на месторождении составляет около 500 м[1].

Заполярная свита (валанжин) представлена достаточно равномерным чередованием песчаников и глин. В состав свиты входят пласты от БТ₀ до БТ₈ включительно. Пласты перекрыты глинистыми пачками, которые являются надежными флюидоупорами. Песчаные пласты серого цвета, прослоями каолинизированные. В них встречается растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины. В кровле свиты залегают глинистые отложения мощностью около 15 м. В верхней части пачки залегают серые, алевроитистые глины, ниже – «шоколадные» глины. Толщина свиты на Заполярном месторождении составляет около 600 м.

В состав нижнего отдела мела входят нижняя и средняя подсвиты покурской свиты. Нижняя подсвита представлена песчаниками, иногда с зеленоватым оттенком, часто каолинизированными, с включениями глинистых прослоев[1].

Достаточно условно в составе нижней подсвиты выделяются пласты ПК₁₇ - ПК₂₂. Средняя подсвита имеет более глинистый состав, вплоть до развития крупных глинистых пачек. Песчаники чередуются с глинами в сложном сочетании. В породах встречаются как растительные остатки, так и глауконит и ядра двустворок. В составе свиты выделяют пласты ПК₇ - ПК₁₆.

Верхнемеловые отложения. В основании отдела залегает покурская свита (верхняя подсвита – сеноман). Отложения представлены уплотненными песками, песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, иногда углистыми, глинами алевроитистыми. Встречаются прослои ракушняка, гравелитов, конгломератов. Характерен растительный детрит и обрывки растений.

В составе верхней подсвиты покурской свиты выделяют пласты ПК₁ – ПК₆. К отложениям покурской свиты на Заполярном месторождении приурочена уникальная по запасам газовая залежь массивного типа.

Покурская свита перекрывается морскими отложениями кузнецовской свиты (турона), представленными в основном глинами – от серых до зеленовато-серых, с глауконитовыми прослоями. По всему разрезу свиты отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуи рыб, моллюсков.

Туронские отложения, входящие в состав кузнецовской свиты, на месторождении содержат песчано-алеврито-глинистые породы, объединенные в газсалинскую пачку. Эти отложения являются продуктивным комплексом в разрезе Заполярного месторождения (продуктивный пласт «Т»)[1].

Выше залегает березовская свита коньяк-сантон-кампанского возраста. Верхняя часть свиты представлена алевритистыми глинами с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Встречаются радиолярии. Нижняя часть свиты представлена опоками серыми и голубовато-серыми, темно-серыми и черными глинами монтмориллонитового состава.

Разрез верхнего мела заканчивается отложениями ганькинской свиты, представленными преимущественно серыми глинами, прослоями известковистыми, с остатками водорослей и морской фауны.

Палеоценовые отложения включают тибейсалинскую свиту, в нижней части которой залегают алевритистые, слюдистые, иногда опоковидные глины. Верхняя часть свиты представлена преимущественно песками кварц-полевошпатового состава с растительными остатками. Мощность свиты составляет около 200 м.

Породы эоценового возраста разделены на люлинворскую и юрковскую свиты. Люлинворская свита представлена глинами, прослоями опоковидными. По относительной доле кремнистых прослоев разрез разделен на три подсвиты. Мощность люлинворской свиты около 150 м. Юрковская свита (эоцен - нижний олигоцен) представлена песками с прослоями глин, гравия, бурого угля. Мощность свиты – до 100 м.

Основную часть олигоценовых отложений составляет корликовская толща мощностью около 100 м. Она представлена плохо отсортированными светлыми песками с линзами гравелитов. Характерно обилие каолинита[1].

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями, суглинками с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем слое установлены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений варьирует в пределах от 20 до 140 м.

1.3 Газоносность

Заполярное месторождение расположено в Тазовском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Запасы углеводородов Заполярного месторождения формируют два комплекса резервуаров: верхний – является преимущественно газоносным и приурочен к верхнемеловым отложениям; нижний – нефтегазоконденсатный, приурочен к валанжинским отложениям[1].

В верхней части туронских отложений залегает песчано-алевритовый пласт «Т», толщиной до 35 м, в котором присводовую и сводовую часть структуры занимает газовая залежь.

Основные запасы газа связаны с отложениями сеноманского яруса. Покрышкой для сеноманской газовой залежи являются глины туронского яруса.

Сеноманская газовая залежь вскрыта на а.о. от минус 1076,4 м до минус 1317,9 м.

Продуктивная толща сеномана состоит из переслаивающихся песчаных и алевролито-глинистых отложений различной толщины.

Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется от 2,5 м до 190,6 м, в среднем по залежи составляя 68,7 м. В соответствии со структурным планом и принятым положением ГВК зона распространения наибольших значений эффективных газонасыщенных толщин расположена в сводовой части структуры.

При разведке промышленная продуктивность установлена по данным испытания в 20 скважинах. При испытании газонасыщенных интервалов дебиты газа составили от 300 до 844 тыс.м³/сут на шайбах 22-25 мм при депрессиях от 0,02 до 1,70 МПа.

Газоводяной контакт по комплексу ГИС прослеживается на отметках от минус 1305,8 до минус 1317,9 м, что подтверждается также испытаниями скважин[1].

Наблюдается погружение контакта в северо-восточном направлении. Залежь является массивной, водоплавающей, в соответствии с установленным положением ГВК высота залежи 236,4 м, размеры 30,5 x 51,0 км.

В нижнемеловых отложениях доказана промышленная газоносность следующих пластов: БТ₂₋₃, БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁²..

1.4 Геологические особенности туронской залежи Заполярного месторождения

На данной стадии изученности в разрезе месторождения выявлены два продуктивных комплекса: турон-сеноманский газовый в отложениях верхнего мела и нефтегазоконденсатные залежи в нижнемеловых отложениях. В верхней части туронских отложений залегает песчано-алевритовый пласт «Т» толщиной до 35 м, в котором в присводовой и сводовой частях структуры залегает газовая залежь. Туронские отложения (пласт «Т»), входящие в состав кузнецовской свиты, на месторождении содержат песчано-алевритоглинистые породы, объединенные в газсалинскую пачку. Эти отложения являются наиболее молодым продуктивным комплексом в разрезе мела[2]. В настоящее время туронская залежь Заполярного месторождения является третьей по очередности ввода в промышленную эксплуатацию среди туронских залежей месторождений Западной Сибири (табл 1.1).

Таблица 1.1 – Ранжирование залежей турона по готовности к опытно-промышленной разработке

Месторождение	Запасы газа	Степень подготовленности запасов	Продуктивность залежей	Наличие инфраструктуры	Наличие производственный мощностей	Суммарный рейтинг	Очередь освоения
Южно-Русское	2	3	1	1	2	9	1
Заполярье	3	2	5	2	1	13	3
Харампурское	1	1	3	3	3	11	2
Тэрельское	4	5	4	4	4	21	4
Новочасельское	5	4	2	5	5	21	5
Ленское	6	6	6	6	6	30	6

Туронская залежь изучена хуже сеноманской, так как разведочные работы проводились единой сеткой скважин и наибольшее внимание уделялось сеноману, как более продуктивному объекту в плане запасов. Последние геолого-разведочные работы по уточнению запасов были проведены 01.01.2008. Согласно ним залежь вмещает в себя запасы категории C_1 , равные 251,73 млрд. м³. Данный объем газа равен примерно 8% от всех начальных запасов верхнемеловых пластов Заполярного НГКМ.

Вскрытие пласта «Т» было осуществлено 72 разведочными, 482 эксплуатационными вместе с наблюдательными на глубине от 1034 до 1248 м.

По результатам ГИС суммарная толщина туронского пласта меняется в диапазоне 0,8–56,8 м, а средняя составляет 36,7 м[2].

Эффективная газонасыщенная толщина коллекторов изменяется от 4-8 м на юге до 20 м в своде. При этом эффективные газонасыщенные толщины равны 13,0 м. На западном склоне структуры происходит уменьшение эффективных толщин до 0,6-0,7 м и далее до полной глинизации коллекторов. Покрышкой залежи служат глинистые породы березовской свиты.

Тектонические экраны в пределах залежи отсутствуют. Тип залежи – пластово-сводовая, на западном крыле – литологически экранированная. Туронская залежь считается единым подсчётным объектом.

В результате проведения ГИС установлено, что количество проницаемых прослоев пласта «Т» меняется от 1 до 18. Однако обычно оно изменяется от 5 до 10. Также отмечено, что среди них много карбонатизированных прослоев. Породы-коллекторы пласта «Т» представлены в основном алевритами, а остальную долю занимают песчаники[2].

Газ залежи пласта «Т» аналогичен по составу сеноманскому газу. Он содержит от 98,33 до 99,44% CH_4 с незначительным содержанием тяжёлых углеводородов – этана и пропана (0,208 и 0,097 % соответственно). Бутан же в составе газа отсутствует.

Всего испытания на приток в интервале залегания туронской газовой залежи Заполярного месторождения выполнены в 10 скважинах. Притоки газа получены в 8 скважинах, газа с водой – в 1 скважине, воды – в 1 скважине.

По результатам испытаний на а.о. от –1012,2 м до –1208,1 м получены промышленные притоки газа. Дебиты газа изменяются от 1,31 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ до 65 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при диаметрах диафрагмы 6 и 12 мм соответственно. На больших шайбах можно ожидать более значительных дебитов[2].

В таблице 1.2 приведены основные параметры туронской залежи Заполярного НГКМ и аналогичных залежей.

Таблица 1.2 – Основные параметры туронской залежи Заполярного месторождения и залежей-аналогов

Параметры туронской залежи		Заполярное месторождение	Южно-Русское месторождение (залежь-аналог)	Харампурское (залежь-аналог)
Размеры залежи (Длина x Ширина, км)		49,5 x 28	79x15,7	65x21
Высота залежи, м		217,7	136,5	100
Средняя глубина залегания, м		1200	839,2	1006-1130
Интервал залегания, м		1034;1248	720;845	Нет данных
Средняя газонасыщенная толщина, м	C ₁	5,1–11,5	13,87–25,17	15,2
	C ₂	–	8,74–18,2	11,3
	C ₁ +C ₂	5,1-11,5	10,03–22,95	13,2
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		6	5,1–17,2	1,4
Коэффициент пористости, %		29	27–30	29
Коэффициент газонасыщенности, %		44-51	45–54	54
Максимальный дебит газа, тыс. м ³ /сут		87	216	85
Газоводяной контакт, м		-1212	-845	-1045
Начальные геологические запасы газа, млрд м ³	C ₁	206,82	286,18	587,11
	C ₂	–	52,1	118,74
	C ₁ +C ₂	206,8	338,2	705,8

1.5 Геологическая модель туронской залежи

Трехмерная геологическая модель туронской залежи Заполярного месторождения построена в программном комплексе Irap RMS.

Продуктивные туронские отложения в разрезе Заполярного месторождения, входят в состав кузнецовской свиты (продуктивный пласт «Т»). Туронская залежь несколько отличается по геологическому строению от сеноманской. Тип залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная. Общая газонасыщенная толщина также значительно меньше сеноманской и в среднем составляет 10,0 м[2].

Для построения фильтрационных моделей принята схема формирования каркаса на основе геометрии «угловой точки», обеспечивающей в отличие от блочно-центрированной геометрии более высокую точность воспроизведения параметров залежей. Геологическая модель проницаемости туронской залежи изображена на рис.1.2.

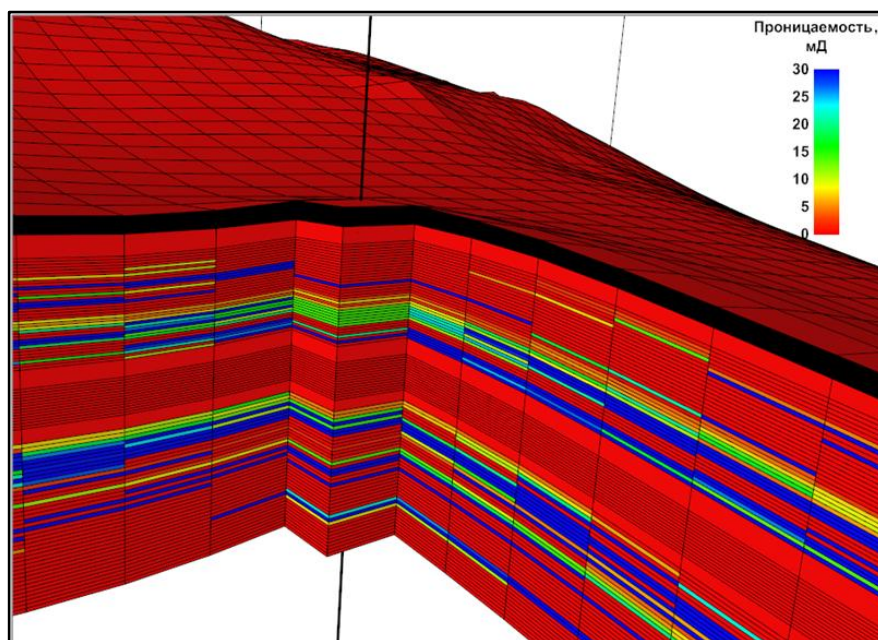


Рисунок 1.2 – Модель проницаемости туронской залежи Заполярного месторождения

Построение пространственного каркаса моделей осуществлено определением поверхностей кровли и подошвы пачек продуктивного горизонта T^{1-5} и заданием толщин каждого слоя. Фрагмент пространственного каркаса туронской залежи с разделением на пласты представлен на рисунке 1.3.

В 2008 г. в результате пересчета запасов газа сеноманской и туронской залежей Заполярного месторождения, выполненного ООО "ЦНИП ГИС", начальные геологические запасы газа туронской залежи оценены в объеме

206822 млн. м³ (категории C₁). Из данных, представленных в таблице 1.3, следует, что в целом по всем параметрам получены удовлетворительные результаты. Отклонение в начальных запасах газа не превышают 5%[2].

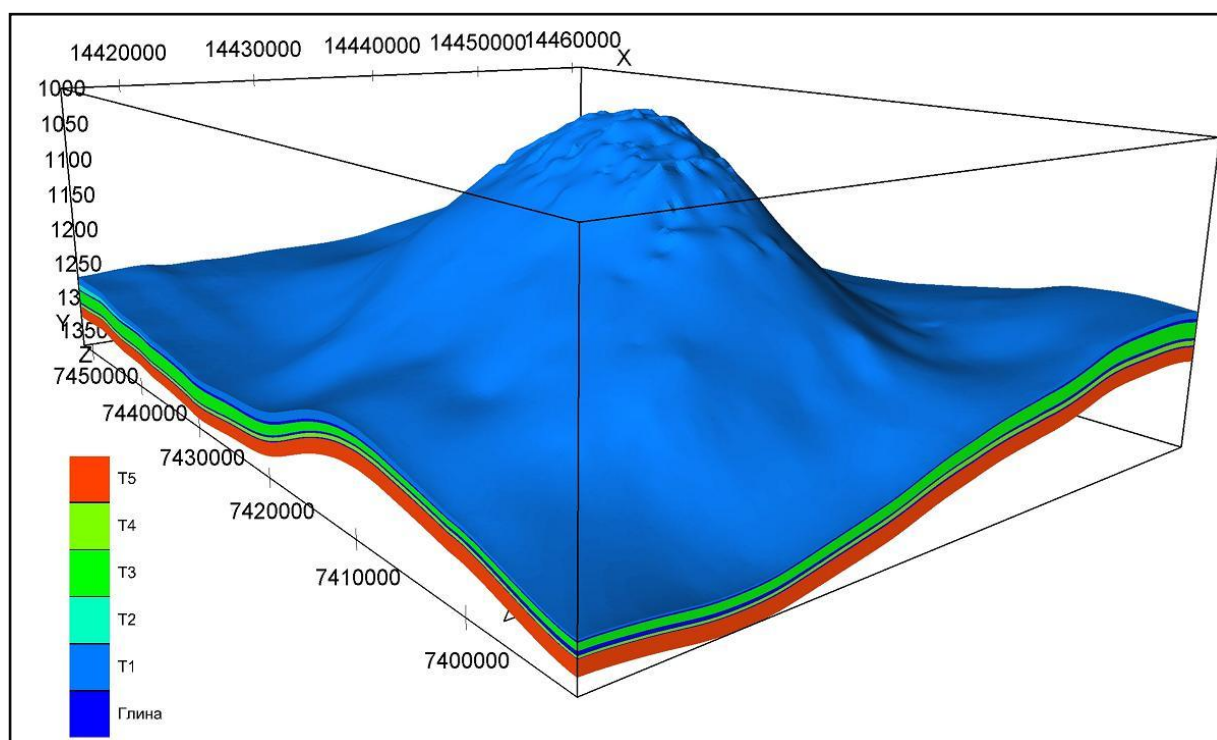


Рисунок 1.3 – Фрагмент пространственного каркаса туронской залежи с выделенными продуктивными пачками

Таблица 1.3 – Оценка запасов газа по трехмерной геологической модели туронской залежи и сравнение с утвержденными запасами

Модель	Объем газонасыщенных пород, млн.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Геологические запасы газа, млн.м ³	Отн. расхождение с Госбалансом, %
Утвержденные ГКЗ (2008 год)	9691673	0,290	0,440-0,510	206822	—
Геологическая	9493763	0,289	0,508	205465	–0,66

1.6 Фильтрационно-емкостные свойства и параметры туронской залежи по гидродинамической модели

Цифровая фильтрационная модель туронской залежи была создана согласно спецификации программного обеспечения Eclipse. Для идентификации гидродинамических параметров туронской залежи Заполярного

месторождения выбрана изотермическая трехмерная модель двухфазной фильтрации (газ, вода) в пористой среде[2].

Моделью учитываются гравитационные силы, сжимаемость пласта и насыщающих его флюидов, влияние градиентов пластового давления на остаточные насыщенности газом и водой, неоднородность пласта по проницаемости и толщине.

В каждом сеточном блоке заданы следующие геолого-физические параметры пласта, характеризующие его фильтрационно-емкостные свойства (таблица 1.4):

- песчанистость;
- пористость;
- поровый объем;
- абсолютные проницаемости по X, Y, Z[2].

Таблица 1.4 – Параметры кубов ФЕС

Параметр	Куб	Ед. измерения	Туронская залежь
			Среднее значение
Песчанистость	NTG	д.ед.	0,89
Пористость	PORO	д.ед.	0,29
Поровый объем	PORV	м ³	6961,17
Абс. проницаемость по X(Y)	PERMX(Y)	мД	1,540
Абс. проницаемость по Z	PERMZ	мД	0,310

Для учета степени неоднородности пласта по ФЕС коллекторов созданы 6 различных регионов в зависимости от коэффициента пористости (таблица 1.5).

Таблица 1.5 – Выделенные регионы по пористости для туронской залежи

Номер региона SATNUM	Туронская залежь	
	Пористость, д.ед.	Доля в пласте, %

1	0,230-0,270	22,17
2	0,270-0,310	49,97
3	0,310-0,330	17,31
4	0,330-0,340	4,54
5	0,340-0,350	3,93
6	0,350-0,360	2,08

Необходимые для гидродинамического моделирования физико-химические свойства газа, воды, и породы при моделировании задавались в соответствии с утвержденными параметрам (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Основные свойства флюидов для туронской залежи

Параметр	Единицы измерения	Туронская залежь
Пластовое давление	МПа	12,39
Сжимаемость воды	$1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$	4,0
Вязкость воды	$\text{Па} \cdot \text{с} \cdot 10^{-3}$	0,45
Плотность воды в поверхностных условиях	$\text{кг}/\text{м}^3$	1,027
Плотность газа	$\text{кг}/\text{м}^3$	0,6781

Для туронской залежи Заполярного месторождения определен один регион начального равновесия с начальным пластовым давлением 12,39 МПа на глубине 1212 м.

В таблице 1.7 приведено сравнение начальных геологических запасов газа в гидродинамической модели туронской залежи Заполярного месторождения и утвержденных ГКЗ в 2008 г.[2].

Таблица 1.7 – Сопоставление подсчетных параметров фильтрационной модели туронской залежи Заполярного месторождения с утвержденными ГКЗ в 2008г.

Параметр	ГКЗ	Фильтрационная модель
Пористость, д. ед.	0,290	0,288
Газонасыщенность, д.ед.	0,502	0,497
Средняя эффективная толщина, м	10,0	10,2
Объем газосодержащих пород, млн. м^3	9692	9802
Начальные запасы газа, млн. м^3	206822	204687

2. Технологические решения, применяемые при разработке туронских залежей-аналогов

2.1 Геолого-промысловая характеристика туронских отложений Южно-Русского месторождения

Газоносность туронских отложений Южно-Русского месторождения связана с наличием пласта T_{1-2} , который включает в себя 2 залежи, разделенные непроницаемым глинистым прослоем. Данный пласт стратиграфически приурочен к отложениям газсалинской пачки, входящей в состав кузнецовской свиты и представлен комплексом мелководно-морских отложений. Туронский комплекс имеет локальное распространение, залегая внутри мощной (800-1000 м) глинистой толщи, являющейся региональной покрывкой для крупных скоплений газа в сеномане. Палеоген-четвертичный водоносный комплекс связан, в основном, с надмерзлотными, межмерзлотными и подмерзлотными подземными водами. Покрывкой для пласта T_{1-2} служат глины темно-серые алевритистые, с редкими намывами серого алевритового материала, подчеркивающие горизонтальную слоистость. Литологически породы пласта представлены песчаниками и алевролитами с прослоями алевритовых глин[9].

В пласте T_{1-2} выявлена одна газовая залежь высотой 136,5 м при средней глубине залегания кровли – 839,2 м. Протяженность залежи составляет 79 км в длину и 15,7 км в ширину[13].

Газовая залежь пласта T_{1-2} на Южно-Русском лицензионном участке имеет пластово-сводовое строение. Однако, учитывая, что зона водогазовой части составляет только 40% от общей площади залежи, активность водонапорного бассейна (и продвижения пластовой воды в залежь) ожидается значительно ниже в сравнении с разрабатываемой сеноманской залежью.

Кровля туронской залежи вскрыта 202 скважинами на абсолютных отметках от минус 708,5 м до минус 836,7 м, из них 190 расположены в чисто газовой зоне.

Проницаемые прослои туронского водоносного комплекса имеют локальное распространение и характеризуются невысокими дебитами воды от

2,8 м³/сут на 10 мм штуцере до 3,1 м³/сут при динамическом уровне 757,8 м. Из данного комплекса отобраны четыре пробы воды из двух скважин, по которым проведен химический анализ, качество проб не позволяет определить состав пластовых вод с достаточной точностью. Проницаемые пласты турона испытывались на соседних месторождениях, таких как Русском, Часельском, Усть-Часельском, Заполярном и Хадырьяхинском. В результате, получены незначительные притоки пластовой воды с минерализацией в пределах от 4,9 до 7,4 г/л. Пластовые воды смешанного типа: гидрокарбонатно-натриевого и хлоридно-кальциевого[13].

Согласно результатам обработки ГИС, общие толщины пласта изменяются в пределах от 25,2 м до 71,0 м, а эффективные газонасыщенные толщины – от 4,8 м до 41,4 м.

Значения проницаемости в целом по пласту изменяются от 0,01-10 мкм² до 961,67-10³ мкм². Среднее значение проницаемости в газонасыщенной части составляет 60,43-10³ мкм² (283 определения по керну).

Средневзвешенные параметры ФЕС по керну газонасыщенной части пласта Т₁₋₂ распределились следующим образом: пористость – 28,4%, водонасыщением 31,8 %, проницаемость – 66,72 мкм².

По результатам интерпретации ГИС, расположенных в газонасыщенной зоне пласта Т₁₋₂, определено, что газоводяной контакт вскрыт бурением в проницаемой части пласта на абсолютной отметке минус 845 м.

Для определения состава пластового газа, в процессе испытания и исследования разведочных скважин проводился отбор проб свободного газа и газа сепарации. Всего из пласта Т₁₋₂ отобрано 29 проб газа, доля проб свободного газа составляет 18 проб.

Для литологической и физической характеристики использовались: послойное описание керна, выполненное как в полевых, так и в лабораторных условиях и данные лабораторных исследований керна. Всего на месторождении из пласта Т₁₋₂ керн отбирался в 22 скважинах, общий вынос по пласту составил 609,1 м при общем вскрытии по пласту 753,5 м, в том числе из

газонасыщенной части вынесено 268,1 м[13].

Продуктивность залежи первоначально была подтверждена опробованием 20 поисково-разведочных скважин и одной наблюдательной на различных гипсометрических отметках, из них в трех получены непромышленные притоки газа, а в 17 скважинах промышленные дебиты от 16,3 тыс. м³/сут до 216,0 тыс. м³/сут.

Пласт Т₁₋₂ испытан в 20 скважинах в 34 объектах. В процессе исследований получено: 29 фонтанов газа, 3 фонтана газа с пластовой водой, 1 приток пластовой воды и в 1 объекте притока пластового флюида не получено. 11,7. Полученные по скважинам фонтаны газа в 29 объектах не противоречат характеристике по ГДИ. Дебиты газа варьируют в пределах от до 176,8 тыс. м³/сут при работе скважин на диафрагмах диаметром 9,5–14,5 мм и пластовых депрессиях 2,38–9,12 МПа. Абсолютно-свободный дебит варьируется от 16,9 до 272,7 тыс. м³/сут. В скважине 3 получен приток газа непромышленного значения 0,2 тыс. м³/сут. Средние значения коэффициентов пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности приведены в таблице 2.1[13].

Таблица 2.1 – Значения коэффициентов пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности для туронской залежи Южно-Русского НГКМ

Залежь	Коэффициент пористости, K_p	Коэффициент проницаемости, $K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент остаточной водонасыщенности
Туронская	0,244	26,4	0,814

2.2 Эффективность технологических решений, применяемых при разработке туронской залежи Южно-Русского месторождения

Южно-Русское месторождение стало первым объектом, на котором началась опытно-промышленная разработка туронской залежи. Она велась силами дочерней компанией Газпрома – «ОАО Севернефтегазпром», которая представила на всеобщее обозрение многие проектные решения в отношении туронской залежи[5]. В них приводилось обоснование длин горизонтальных

стволов многозабойных скважин для туронских пластов T_1 и T_2 . Помимо прочего, в их проектах были освещены результаты бурения первой экспериментальной двухзабойной скважины, которая показала значительную эффективность в сравнении с вертикальной скважиной[48]. Проект компании включал в себя строительство уникальной двухзабойной скважины, в основе которой было объединение двух технологий повышения эффективности разработки: технологии одновременно-раздельной эксплуатации и строительства многозабойной скважины[28]. В данной многозабойной скважине основной горизонтальный ствол вскрывает подошву туронского пласта с более высокими фильтрационными свойствами, а боковой – кровлю пласта, где фильтрационно-емкостные свойства ниже. При строительстве данной скважины была применена технология стыка стволов компании Halliburton, а для добычи газа с двух разных участков пласта были применены две колонны насосно-компрессорных труб[5]. Также для осуществления такой добычи была спроектирована специальная дуальная фонтанная арматура компанией «АК Корвет», которая позволила замерять дебит и параметры пласта по двум разным объектам и доставлять флюид в общую газосборную сеть (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Дуальная фонтанная арматура двухзабойной скважины

Главными же преимуществами совмещения технологий ОРЭ и МЗС можно считать значительное увеличение газоотдачи зон с малой проницаемостью, увеличение дренируемой зоны, возможность регулирования по отдельности технологического режима работы стволов, сокращение инфраструктуры и снижение вредного воздействия на окружающую среду. Также важно отметить, что скважина с дуальной арматурой была построена на готовой сноманской инфраструктуре, что значительно сократило общие капиталовложения[27].

За время опытно-промышленной разработки турона Южно-Русского месторождения было опробовано множество технологических решений, причем как успешных, так и малоэффективных. На первоначальном этапе разработки были пробурены вертикальные скважины, насосно-компрессорные трубы которых располагались выше интервала перфорации. Впоследствии было определено, что такие скважины являются малоэффективными, а НКТ необходимо спускать до уровня забоя. Но несмотря на это, эксплуатация простых вертикальных скважин все равно оказалась малоэффективной, так как зона дренирования в таком случае небольшая, а на забое скапливается значительное количество жидкости, которое не выносится потоком газа на поверхность[13].

В 2012 году была пробурена первая скважина с восходящим профилем на турон. Применение данной конструкции должно было привести к улучшению продуктивных характеристик скважин с одним забоем при вскрытии пласта с высокой расчлененностью.

После испытания различных конструкций скважин и профилей, компанией было принято решение о проведении многостадийного гидравлического разрыва пласта при горизонтальном вскрытии[12]. Эволюция технологических решений при опытно-промышленной разработке турона Южно-Русского месторождения изображена на рисунке 2.1[13].

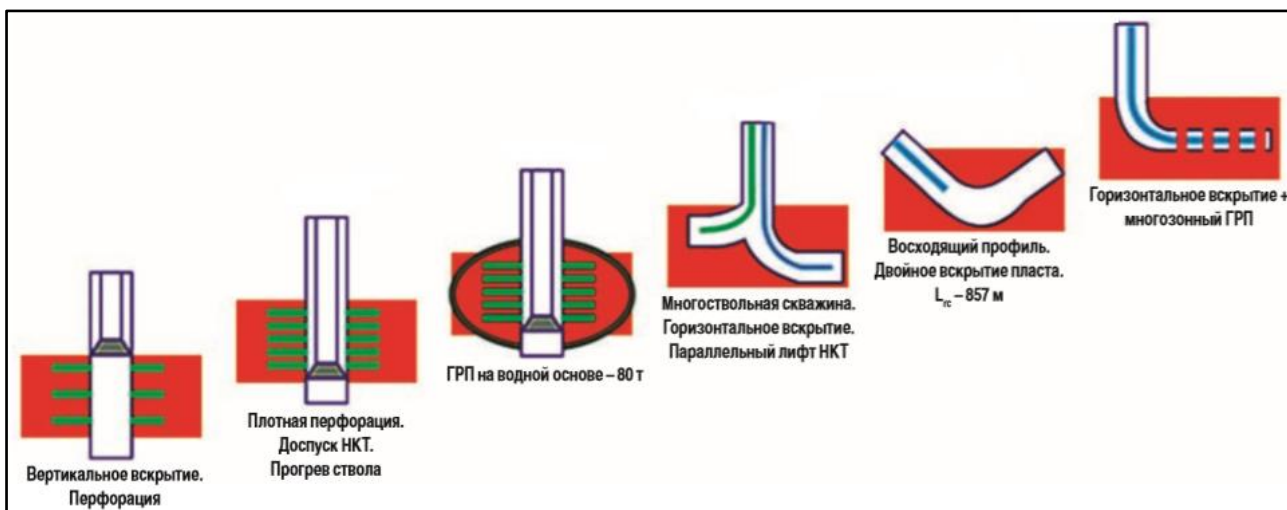


Рисунок 2.2 – Эволюция технологических решений при разработке туронской залежи Южно-Русского НГКМ

В период с начала опытно-промышленной разработки турона и до 2016 года включительно на Южно-Русском месторождении были опробованы следующие технологические решения:

- в 2011 году была пробурена и введена в эксплуатацию скважина с двумя горизонтальными стволами. Дебит ее в среднем составлял 200 тыс.м³/сут.

- В 2012 году была пробурена вертикальная скважина (XX01) с последующим проведением на ней ГРП, горизонтальная скважина с горизонтальным участком в 480 м с дальнейшим проведением трехстадийного гидравлического разрыва и горизонтальная скважина (XX02), законченная целевым фильтром.

- В 2014 году была введена в эксплуатацию простая горизонтальная скважина. Накопленный объем добычи с нее за 2 года оказался около 100 млн.м³.

В результате проведенных на Южно-Русском месторождении мероприятий были сделаны выводы о том, что ГРП значительно повышает эффективность разработки (рис.2.3) туронской залежи, однако его эффект кратковременный. Добыча же газа за счет строительства горизонтальных скважин не везде показала эффективность, потому как туронский пласт имеет низкую песчанистость, высокую анизотропию и расчлененность[12].

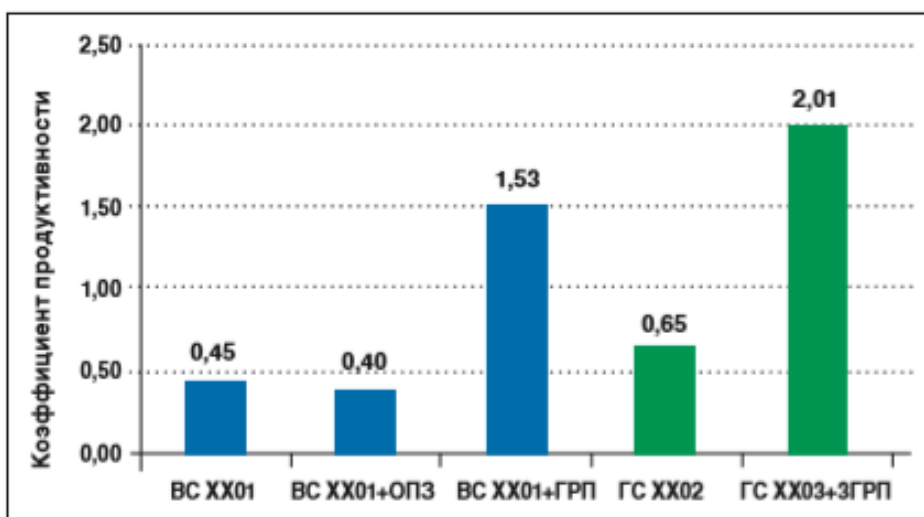


Рисунок 2.3 – Сопоставление продуктивностей туронских скважин Южно-Русского месторождения при различных типах заканчивания

2.3 Геолого-промысловая характеристика туронских отложений Харампурского месторождения

Газоносность туронских отложений Харампурского месторождения напрямую связана с нахождением в составе кузнецовской свиты газсалинской пачки, в которой имеются песчанисто-алевролитные прослои, которые и обуславливают коллекторские свойства отложений, являясь отличительной особенностью разреза Тазовского типа. Исходя из данных геофизических исследований и изученности керна, можно видеть, что пласт «Т» Харампурского месторождения сложен в основном прибрежно-морскими и морскими отложениями. В процентном отношении он содержит 30% глинистого цемента, 16% крупнозернистого алеврита, 7% песка и 47% мелкозернистого алевролита. Он залегает на глубинах от 940,7 м до 1086,6 м и содержит примерно 80% запасов газа всего месторождения (около 700 млрд.м³). При взятии проб газа с туронского пласта было выявлено, что его газ имеет преимущественно метановый состав (97,9% CH₄). Конденсата же и нефти при отборе обнаружено не было. При проведении ГРП на турон было пробурено 37 скважин, дебит которых изменялся от 5 до 60 тыс.м³/сут. при депрессии до 6 МПа. По данному дебиту можно судить о малой продуктивности скажин со стандартными типами заканчивания[23].

Разработка туронского пласта данного месторождения сильно затруднена из-за низких фильтрационно-емкостных свойств, высокой расчлененности пласта (более 13 пропластков), низкой начальной газонасыщенности и подвижности газа. Пластовая температура пласта около 27°C, начальное пластовое давление – 11 МПа. Газонасыщенная толщина составляет около 14 м[7].

2.4 Эффективность технологических решений, применяемых при разработке туронской залежи Харампурского месторождения

Информация, полученная в ходе реализации ЦИП «Турон» позволила перейти к опытно-промышленной разработке пласта «Т» Харампурского месторождения для оценки запасов газа, фактически вовлекаемых в выработку, уточнения технологии вскрытия продуктивного интервала и конструкции добывающих скважин, проведения исследовательских работ и обоснования оптимальных технологических режимов работы скважин[44].

В рамках проекта были пробурены скважины с различным типом заканчивания: горизонтальная скважина с проведением трех стадий ГРП, вертикальная скважина с ГРП, а также горизонтальная скважина с 600 м горизонтального участка. Газодинамические исследования показали высокую эффективность проведенного многостадийного ГРП. Например, продуктивность вертикальной скважины после гидравлического разрыва повысилась в 3,4 раза. После проведения промыслово-геофизических исследований была определена геометрия трещин: ее эффективная полудлина составила 65 м, а высота 41 м. Исследования же на специальном аппарате «Надым» выявили пониженные фильтрационные свойства и скапливание жидкости с песком на забое скважины. Это лишний раз подтвердило, что стандартные типы заканчивания не подходят для туронского пласта[22].

Если же сравнивать ГРП в данной вертикальной скважине с ГРП, проведенным на горизонтальной скважине в три стадии, то можно заключить, что продуктивность в последнем случае увеличилась в 4,5 раз и в 1,5 раза по

сравнению с первоначальной продуктивностью в горизонтальной скважине до ГРП[44].

После бурения вышеописанных скважин были выбраны перспективные типы заканчивания скважин для туронского пласта, исходя из построенной фильтрационной модели. Для проведения ОПР специалистами «НК Роснефть» были выбраны 5 типов заканчивания: наклонно-направленная скважина с проведением ГРП, горизонтальная скважина с длиной горизонтального ствола 1000 м с пятистадийным ГРП (эксплуатационная колонна диаметром 178 мм, колонна НКТ 73 мм), многозбойная скважина с протяженностью 600 м (эксплуатационная колонна 178 мм, колонна НКТ 73 мм), горизонтальная скважина с длиной 1000 м и восходящим стволом (эксплуатационная колонна диаметром 102 мм, колонна НКТ 60 мм) и горизонтальная скважина длиной 1000 м с ГРП (эксплуатационная колонна 146 мм, колонна НКТ 60 мм)[24].

В результате исследований были выбраны наиболее эффективные технологические решения по отношению к разработке туронского пласта Харампурского месторождения[44]:

- Тип заканчивания: горизонтальная скважина с применением ГРП;
- Количество скважин на кусте: 5/6;
- Число стадий ГРП для горизонтальных скважин: 3/5;
- Отход от вертикали для ГС с ГРП: 500/1000 м[25].

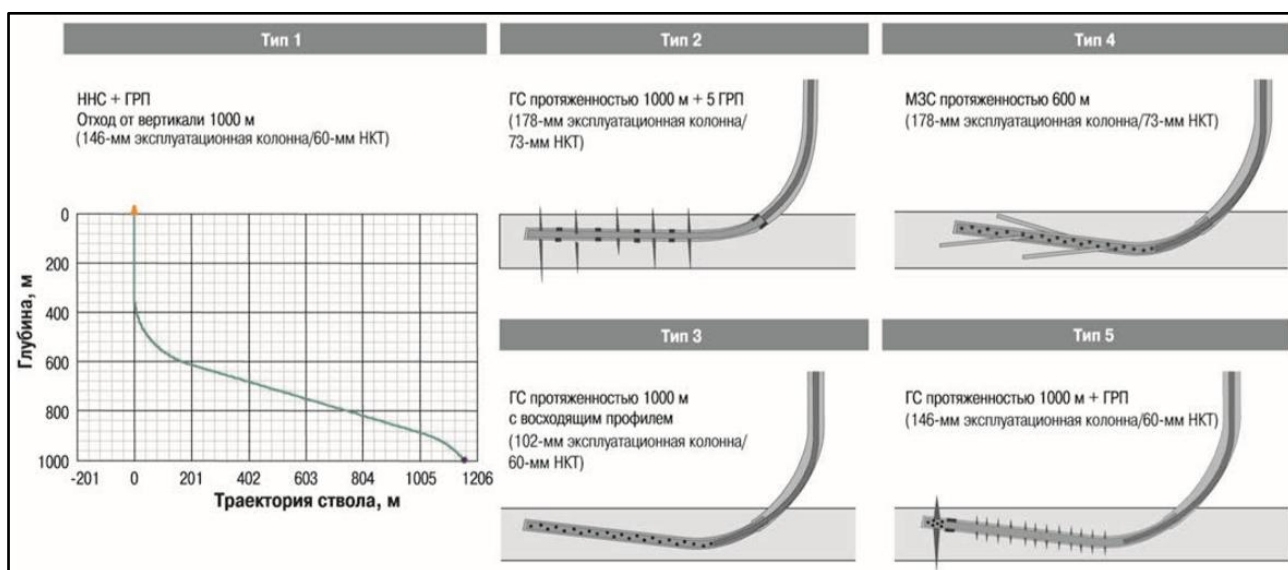


Рисунок 2.2 – Типы заканчивания скважин, пробуренных на туронский пласт Харампурского месторождения

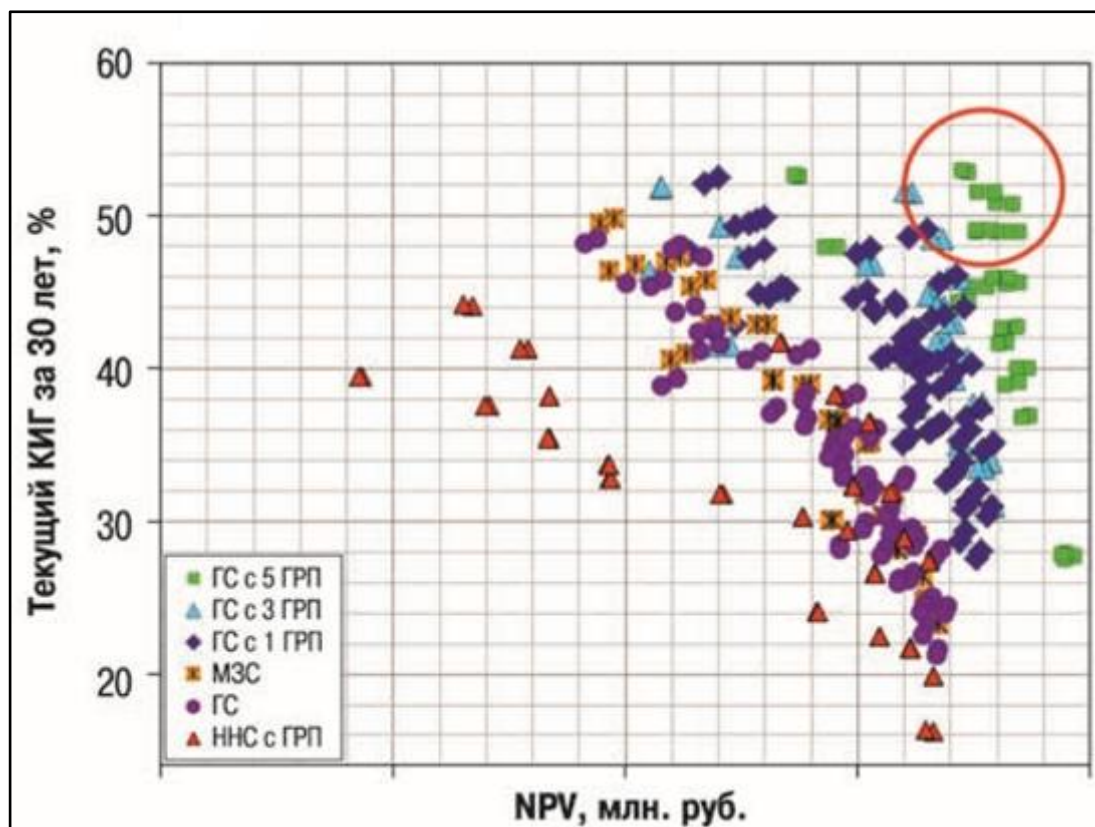


Рисунок 2.3 – Оценка экономической эффективности технологических решений при разработке турона Харампурского месторождения

5. Социальная ответственность

В данной главе будут рассмотрены: производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы производственной безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Законодательством РК регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю[6]. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя[6].

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об

условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя[6];

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Компоновка рабочей зоны включает в себя следующие мероприятия:

- Расстановку техники согласно технологической схемы;

- оснащение напорного коллектора блока манифольдов датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы – обратными клапанами[33];

- установку фонтанной арматуры на устье скважины;

- установку шламосборника рядом с устьем при бурении скважины;

- установку вблизи рабочей зоны обваловки, обозначающей границу куста скважин;

- монтаж буровой установки при производстве буровых работ;

- расстановку машин и рабочих агрегатов;

- установку противовыбросового оборудования;

- установку рабочей площадки под фонтанную арматуру;

- обеспечение достаточной освещенности в рабочей зоне в темное время суток[37].

5.2 Профессиональная социальная ответственность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Повышенный уровень шума и вибрации

Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.01.003-83 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не должен превышать 80 дБ[31]. Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие[36].

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляется комплексная целевая программа, предусматривающая[31]:

- комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти;
- снижение шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на путях его распространения;
- рациональную планировку компрессорных станций (КС);

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности[35].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления гидравлического разрыва должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием[14]. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по ее устранению, соблюдая все требования по охране труда при

выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию[14].

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа. Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха[39]. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом. Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции[39].

5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования

Аппараты под давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением[39].

Пожароопасность

Наиболее опасными на установке комплексной подготовки газа являются следующие объекты: площадки сепарации газа, площадка регенерации метанола, площадка насосного парка, колодцы на территории УКПГ, котельная, замерной пункт газа, парк метанольных ёмкостей.

Все эти объекты на газовых промыслах соответствии с НПБ 105-95 относятся к категории пожаровзрывоопасных производств. Технологические процессы транспорта и хранения газа и конденсата, связаны с применением различных электроустановок, являющихся потенциальными источниками зажигания. По классу взрыво- и пожароопасности (по ПУЭ) – В - 1 г: к ним относятся наружные технологические сооружения, содержащие ЛВЖ или горючие газы (наружные технологические установки, резервуары, резервуарные парки и др.).

На перечисленных объектах причинами взрыва, пожара могут быть искры от электрической оборудования, открытое пламя, повышение давления в результате неполадок технологического оборудования, статическое электричество, разряд молнии.

На газовом промысле категорически запрещено пользоваться открытым огнем без наряда-допуска на огневые работы, подписанным начальником промысла. Источником зажигания могут быть и молнии, поэтому предусматривается молниезащита промысловых объектов (в соответствии с РД.3322.113-78), состоящая из системы молниеотводов в виде стержней или опор, соединенных тросами и заземленных в подземной части. Предупреждение накопления зарядов статического электричества применяется система заземления объектов метанольного парка, емкостей с конденсатом и других в соответствии с РД.33.22.113-78.

5.2.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Для защиты персонала от действия опасных и вредных факторов предусматривается[10]:

– выбор оборудования соответствующей категории взрывозащиты;

- расчет оборудования и трубопроводов на прочность с учетом повышенных требований для взрывоопасных объектов;
- предъявление дополнительных требований к материалам труб и оборудования в части хладоломкости (требования по ударной вязкости);
- стопроцентный контроль сварных швов газопроводов и продуктопроводов неразрушающими методами;
- гидравлические испытания всех систем УКПГ. На случай возникновения аварийной ситуации предусмотрены следующие меры.

Для защиты от механического травмирования применяют следующие средства защиты: предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления[10].

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных Ростехнадзором России 2003г., ограждаются или экранизируются оборудование, машины и установки могущие служить причиной травмирования обслуживающего персонала или вредного воздействия на него. Ограждения и экраны блокируются с пусковым устройством оборудования – технологические системы их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими безопасную эксплуатацию.

На грузоподъемных машинах и механизмах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность, давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования. Лебедки, краны и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители допускаемой грузоподъемности, а также надежные тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма[10].

Для применяемого в технологическом процессе основного оборудования проектной организацией должен устанавливаться допустимый срок службы. Ремонт оборудования должен проводиться только после его отключения,

сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение под действием силы тяжести или других факторов[10].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Влияние на атмосферу

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от планируемых объектов разработки Заполярного месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами
- котельная ППУ
- дизельный подъемный агрегат А-60/80
- дизельная электростанция - ДЭ104 СЗ техники;
- дизельный цементируочный агрегат ЦА-320
- дизельный агрегат СМН-20
- дыхательные клапана аппаратов.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- защитой оборудования от коррозии [43].

Источники и виды воздействия на поверхностные и подземные воды

Источниками воздействия на водную среду участка месторождения являются площадки кустов, площадки УКПГ и других объектов, трубопроводы, автодороги, мосты, карьеры[43]. Все виды воздействия на водную среду можно объединить в две большие группы: механическое воздействие на водные объекты и химическое загрязнение (сбросы загрязняющих веществ). При проведении общестроительных работ основные воздействия связаны с изменением микро- и мезорельефа, обуславливающим нарушение поверхностного стока. Площадка объекта, спланированная без учета плоскостного стока, может явиться для него препятствием, что приведет к накоплению воды перед ней и заболачиванию местности. Вода по мере

накопления может промыть себе путь и через площадку, если не предусмотреть водовода. На естественные пути стекания воды влияют также насыпи автодорог в случае отсутствия необходимых водопропускных сооружений или если последние забиты песком и мусором[43].

5.3.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

Воздействие на животный мир

Инженерные сооружения, транспорт и строительная техника, люди оказывают значительное воздействие на животный мир осваиваемой территории. Воздействие может быть прямым (уничтожение) косвенным (изменение площади местообитания, качественное изменение среды обитания). Помимо инженерных сооружений, непосредственно размещаемых на территории месторождения, на животный мир оказывают влияние сооружения, сопутствующие его освоению. Например, коммуникации, выходящие за пределы самого месторождения, но непосредственно обеспечивающие эксплуатацию УКПГ и строительство новых объектов на его территории. Для анализа воздействия существующих объектов на животный мир были подсчитаны площади земель, занятые техническими объектами, и площади территорий с полностью нарушенным почвенно-растительным покровом[43].

Воздействие на недра

Воздействие на недра заключается прежде всего в изъятии из них природных ресурсов газа, конденсата и подземных вод, а также в закачке в поглощающий водоносный горизонт очищенных сточных вод. Основными требованиями в области экологического ограничения недропользованием являются обеспечение безаварийных работ, здоровья и безопасности людей, а также соблюдение норм проектных и эксплуатационных потерь полезных ископаемых, которые могут привести к загрязнению полезных ископаемых или осложнить их разработку (ст. 46, 47, 102 Закона о недрах и недропользовании в ЯНАО). Основные воздействия на недра связаны с бурением скважин, обусловлены осложнениями, связанными с горногеологическими условиями,

наличием мерзлых толщ в верхней части геологического разреза и с возможными несоблюдениями проектной технологии бурения[43].

5.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздухоохранные мероприятия

В целях уменьшения воздействия выбросов загрязняющих веществ от проектируемого производства на атмосферный воздух проектом должны быть предусмотрены следующие основные мероприятия[38]:

- полная автоматизация технологических процессов;
- исключение сжигания газа на факельных устройствах при подготовке углеводородной продукции;
- проведение газодинамических и газоконденсатных исследований скважин с помощью передвижной установки без выпуска газа в атмосферу;
- внедрение блочных устройств (установка) для очистки выхлопных газов, сепараторов последних конструкций и модификаций;
- контролирование неорганизованных выбросов в атмосферу, очистка и обезвреживание вредных веществ из отходящих газов[32];

Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

В период неблагоприятных метеоусловий необходимо:

- усилить контроль за соблюдением технологического регламента производственного процесса, за составом вредных веществ в выбросах и в атмосферном воздухе промзоны и на границе СЗЗ[43];
- прекратить продувки и стравливание газа из технологического оборудования, проведение ремонтных работ, испытание и наладку оборудования, связанных со стравливанием газа в атмосферу. Для предотвращения возможности создания аварийных ситуаций предусматривается:
 - выбор оборудования соответствующей категории взрывозащиты;
 - расчет оборудования и трубопроводов на прочность с учетом повышенных требований для взрывоопасных объектов;

- предъявление дополнительных требований к материалам труб и оборудования в части хладоломкости (требования по ударной вязкости)[43].

Охрана и рациональное использование природных вод

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- ограничения, предусмотренные для водоохраных зон;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- расположение линейных объектов по возможности вблизи линии водораздела;
- указанные выше меры по обеспечению надежности и экологической безопасности системы захоронения сточных вод[43];

Снижение воздействия на земельные ресурсы и растительность

Для сокращения площади нарушаемых земель предусмотрены:

- кустовая схема разбуривания месторождения;
- бурение наклонно-направленных газоконденсатных скважин;
- движение транспортной и строительной техники в теплое время года только по постоянным дорогам. Мероприятия по предотвращению и снижению загрязнения земель включают[43]:
- применение технологии бурения, исключающей строительство шламонакопителей (амбаров), предусматривающей применение замкнутой циркуляционной системы обезвоживания и очистки шлама и бурового раствора;
- использование малотоксичных буровых растворов;
- изоляция (обваловка) всех участков, используемых для заправки и хранения топлива, подготовки и хранения химреагентов, смешивания и обработки буровых растворов, размещения силовых агрегатов;
- удаление, утилизация или ликвидация строительного мусора, бытовых и производственных отходов[43].

Охрана животного мира

Современные представления о состоянии животного мира района освоения, тенденциях его преобразования при антропогенном влиянии и накопленный опыт изучения данной проблемы в других регионах Субарктики позволяют сформулировать перечень локальных мероприятий, снижающих воздействие строящихся и эксплуатируемых ГДП на фауну наземных позвоночных[43]:

- проведение технического и биологического этапа рекультивации нарушенных территорий с целью восстановления биотопов;
- максимальное сокращение зоны сплошных и сильных повреждений, где происходит резкое обеднение фауны, за счет рационального размещения объектов промысла, создание сети постоянных дорог и исключения движения транспорта вне дорог, расположение коммуникаций в строго ограниченных коридорах с учетом размещения особо ценных биотопов;
- в проекте предусмотреть проведение строительно-монтажных работ в зимнее время и прекращение этих работ на период массового размножения и миграции животных.
- исключить бессистемный сброс бытовых отходов. Для сбора, утилизации и уничтожения мусора и твердых бытовых отходов предусмотреть строительство площадок комплексных очистных устройств с установками по сжиганию остатков сточных вод и твердых бытовых отходов[43].

Снижение воздействия на многолетнемерзлые породы (ММП)

Необходимым условием снижения воздействия на ММП является строгое выполнение норм проектирования и технических решений, заложенных в проекты. Для предотвращения и снижения влияния на ММП предусматриваются следующие мероприятия:

- теплоизоляция трубопроводов; - отсыпка песчаного грунта под трассы автодорог в зимнее время года способом «от себя», мощностью не менее двух метров при прохождении насыпи по мерзлым грунтам[43];

– недопущение формирования снежных заносов высотой более 1.5 м на участках с льдистыми отложениями. Песчаный грунт не должен содержать глинистые и суглинистые примеси.

– сооружение открытой и закрытой дренажной сети, обеспечивающей функционирование естественной системы стока в параметрах, близких к существовавшим до начала строительства;

– на участках преимущественного распространения льдистых грунтов планировка территории должна проводиться только подсыпкой с обязательным сохранением моховорастительного покрова[43].

Охрана недр при бурении скважин

Охрана недр при бурении скважин предусмотрена комплексом технических решений, направленных на предотвращение безвозвратных потерь пластовых флюидов при их перетоках в проницаемые пласты. Для обеспечения охраны недр предусматривается строительство скважин в соответствии с правилами безопасности и действующими требованиями техники и технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с инструкциями и руководящими документами. Конструкция скважин в части надежности, безопасности и технологичности обеспечивает условия охраны недр и окружающей среды за счет[34]:

– прочности и долговечности крепления;

– герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств. Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность произведен с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении раствора пластовым флюидом, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях строительства и освоения скважин на основании действующих конструкций[34].

Охрана недр при эксплуатации залежей

Охрана недр при освоении основного объекта разработки предусмотрена комплексом проектных решений и мероприятий, направленных на обеспечение условий для наиболее полного извлечения из недр углеводородного сырья[34].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия. В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения. Чрезвычайные ситуация подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные. Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов[14].

В наших суровых природно-климатических условиях при проведении ГРП могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы (ниже - 40°);
- метели и снежные заносы.

Техногенного характера:

- фонтанирование скважин;
- взрывы;
- отключение электроэнергии[14].

Пожарная безопасность

Здания имеют степень огнестойкости, которая определяется в зависимости от их назначения, также аналогично имеются категории по взрывопожарной и пожарной опасности, обусловленные количеством этажей, площадью в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий[40]:

- проверка оборудования на исправность;
- инструктажи по пожарной безопасности с регламентированной периодичностью;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности;
- по окончании работ приостановка работы электрооборудования, отключение освещения и электропитания;
- запрет курения в местах, не оборудованных специальными условиями;
- наличие выходов для эвакуации, содержание их в свободном состоянии. Самые частые причины пожара включают в себя проблемы электросетей, такие как короткое замыкание, неисправность с проводкой. При возгорании необходимо провести локализацию или ликвидацию очага с помощью различных средств пожаротушения, необходимо использовать:
- пожарные краны с присоединением к ним пожарных стволов и пожарных рукавов;
- огнетушители, которые обязаны быть на каждом участке определенного количества квадратных метров этажа;
- огнетушащие вещества такие как вода, песок, земля[41].

5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.

При внедрении объекта исследования, а именно предлагаемых технологий, связанных с проведением ГРП, бурением многоствольных скважин и боковых стволов могут возникнуть типичные для бурения и гидравлического разрыва пласта чрезвычайные ситуации[32]:

- газонефтеводопроявления;
- утечки жидкости разрыва в почву;
- проникновение жидкости разрыва или песконосительной жидкости в водоносные горизонты;
- разрывы емкостей под давлением;
- воспламенение горючих жидкостей.

5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее[11]:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.
- осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий[11].

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация при бурении скважин – газонефтеводопроявления, в результате чего происходит выброс нефтепродуктов, промывочных жидкостей, буровых растворов. Основные мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка автоматической газоконтрольной станции (АГКС)[11].

Выводы по разделу:

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» была проведена всесторонняя оценка вредных и опасных факторов, возникающих при строительстве скважины, а также рассмотрены и разработаны мероприятия по минимизации их воздействия на организм человека и окружающую среду. Помимо этого, были рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации и мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Практическую значимость данных мероприятий трудно переоценить, потому как дополнительно уделенное безопасности выполнения работ внимание всегда окупается в виде сохраненных материальных ценностей, здоровья и жизней сотрудников.

Заключение

В ходе работы были рассмотрены технологические решения, применяемые при опытно-промышленной разработке туронских залежей-аналогов. Среди них были отобраны те, которые показали наибольшую эффективность и могли бы применяться для разработки туронской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Также были предложены технологии, которые связаны с использованием готовой инфраструктуры сеноманской пласта и проблемами при его разработке. К таким технологическим решениям относится бурение скважин с восходящим стволом, который способен обеспечить стабильный вынос жидкости из скважины за счет смещения жидкости в сегменты с более высокими скоростями. Кроме того, было предложено бурение бокового ствола, двухзбойных скважин, а также внутрискважинный газлифт. Технологические же решения, связанные с ГРП, на данный момент предложить затруднительно, так как туронский пласт Заполярного месторождения еще недостаточно изучен для минимизации геологических рисков. На данный момент недропользователи Южно-Русского и Харампурского месторождений (ОАО «Севернефтегазпром» и «Роснефть-Пурнефтегаз») организуют тендеры по разработке оптимального способа проведения гидравлического разрыва пласта на туронских газовых залежах.

В финансовой части работы был произведен расчет экономической эффективности опытно-промышленной разработки залежи с бурением двух эксплуатационных наклонно-направленных скважин. В ходе расчета были рассчитаны основные экономические показатели, в том числе чистый дисконтированный доход, согласно которому ОПР можно считать рентабельной.

В главе «Социальная ответственность» были освещены вопросы, связанные с производственной безопасностью на рабочем месте, затронуты аспекты экологической безопасности, рассмотрены основные опасные и вредные факторы при проведении работ, а также методы по их минимизации и ликвидации.

Список публикаций:

1. Воронин Д.О., Насибуллин Э.И. Каталитическая активность цеолитсодержащих катализаторов в процессе получения высокооктановых бензинов.

Приложение А

Задание для раздела
«Английская часть»

Beginning of a new turonian era

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Воронину Дмитрию Олеговичу		

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Хомяков И.С.	к.х.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ШБИП	Гутарева Н.Ю.	к.п.н		

Investments in the development of the Cenomanian and Turonian gas deposits

In the reporting period, OJSC Severneftegazprom continued the fulfillment of its plans on the development of the Cenomanian and Turanian gas deposits at the YuzhnoRusskoye oil, gas and gas condensate field and exploration activities in accordance with the existing licence obligations and the approved geological task. Final activities were performed at wells Nos. R-53 and R-55; the wells were completely constructed [45]. Well recommissioning was performed at wells Nos. R-50, R-51, R-52, R-53, R-55 and R-42, and they were transferred to the observation well stock. The construction and infrastructure setup at gas production well No. 1902 were completed. The work on the construction and infrastructure setup at disposal well No. 3-P were completed [45].

The communication facility has been constructed: «Communication tower at the 68th km at the UrengoyKrasnoselkup's road, YROGCF-Beregovoye section» to create a technological and data transfer network between OJSC Severneftegazprom's facilities. To ensure engineering safety of the Company's facilities, the 1st phase of work on the building of Information security systems of the information management system at the YROGCF was performed; the work on modernisation and additional equipping of technical security equipment was completed at two facilities: security equipment at the YROGCF water inlet and security equipment at the YROGCF gas processing facility. Work on refitting of power module No. 4 at the auxiliary power supply complex with the gas turbine energy unit No. 8 was started to increase electric capacity for power supply of newly constructed facilities. The facility is planned to be completely constructed in the 1st half year of 2017 [45].

Sustainable development

The company makes a significant contribution to the social and economic development of the areas of presence, preservation and maintenance of the environment. Safety of production and care for employees are also among the most important tasks in the field of sustainable development [45].

OJSC Severneftegazprom conducts its work in accordance with the concept of sustainable development accepted in the Russian Federation and in the international

community, which provides for a balanced approach to solving social and economic problems, problems of preservation of favorable environment and natural resource potential in order to meet the needs of current and future generations. Starting from 2011, the Company has been annually disclosing non-financial information in the field of sustainable development in the Annual Reports [45]. In the preparation of the Report, the Company is primarily oriented towards the interests of stakeholders that may affect the Company's activities or may be affected by the Company's activities. The Report on sustainable development in the year 2016 was created based on monitoring and definition of key topics in the process of interaction with stakeholders. Based on the results of analysis of the information obtained at the end of 2016, the meeting of the Work Group for Sustainable Development was held, during which material aspects of the Company's Annual Report 2016 were approved. While compiling the non-financial reporting, the Company followed the standards of the fourth generation of the Global Reporting Initiative (GRI G4), as well as standards of the Oil and Gas Sector Disclosures [45].

Environmental Protection

The Company uses the most advanced international environmental experience, follows the environmental standards established by the Russian legislation, and strictly adheres to the principle of respect for the environment. In order to implement this principle, the Company is continuously taking measures aimed at [45]:

- ensuring efficient utilization of resources and reducing the negative impact on the environment;
- increasing the energy efficiency of production processes at all stages;
- preventing pollution, which means the priority of preventive actions aimed at the prevention of negative impact on the environment;
- involving all the Company's staff into the activities designed to reduce environmental risks;
- improving the environmental management system and ensuring better performance in the field of environmental protection [45].

Within the framework of the integrated management system, the Company carries out operational environmental monitoring at its facilities, which ensures compliance with the environmental legislation requirements and established standards, as well as rational use of natural resources. The Company's environmental management system certified in accordance with ISO 14001 is a practical tool for implementing the principles of sustainable development in the field of environmental protection. In 2016, OJSC Severneftegazprom switched to a new version of this standard [45].

In the system of environmental protection management, OJSC Severneftegazprom attributes great importance to the continuous monitoring of the key environmental indicators in the area of operation of the main production facilities. The Company conducts operational environmental monitoring in compliance with the Program of environmental monitoring of the territory of the Yuzhno-Russkoye field for the period of 2016 to 2021, which provides an assessment of anthropogenic load on the environment and acquisition of unbiased information about the state of the environment. These studies show that during the reporting period no evidence of environmental deterioration resulting from the Company's operational activities was detected. The ecological state of the territory of the Yuzhno-Russkoye field remains consistently positive.

Outlook for the future is favorable. According to the calculations, the stable ecological situation over the field will remain unchanged in the medium term. The probability of preservation of the current environmental well-being under the conditions of the present-day level of anthropogenic impact and lack of emergency situations, which the company constantly endeavors to prevent, is assessed as high [45].

Use of state-of-the-art technologies to develop deposits with hard-to-recover reserves

Traditional technologies for development of the fields by drilling vertical and directional wells in the formations with complex geological structure, low reservoir properties and high anisotropy values do not ensure high hydrocarbon recoverability and acceptable revenue producing operation of wells [46]. Drilling horizontal wells

with the help of multistage fracking is an effective method of developing such fields, and the longer the horizontal wellbore sections are, the more necessary the multistage fracking technology becomes. Multistage fracking established itself as one of the main reservoir stimulation methods in Russia. The main aim of this method is to provide high-conductive splits in an oil and gas saturated reservoir along the whole length of a horizontal wellbore section. For this purpose, a successive series of fracking is performed which results in the maximum output of hydrocarbons [46]. In March – June 2016 a multistage fracking project, based on a hydrocarbon base (diesel) using the Plug&Perf technology with the placement of 280 tons of proppant at four stages of fracking, was implemented at the Turonian well No. 1902 of the Yuzhno-Russkoye field. Considering the peculiarity of the Turonian reservoir structure (abnormally high reservoir pressure, low temperature, poorly consolidated reservoir properties with high residual water saturation) detailed investigation and laboratory tests were performed during the design phase in order to choose and verify the type of fracking fluid and well injection system, including core samples, in the conditions imitating those of the reservoir. Fracking at each stage was additionally controlled by synchronous ground and well microseismic monitoring. For the ground monitoring of multistage fracking process a system of receiver points in the form of a star with 13 beams diverging from the wellhead, where the works were performed, was located on the surface. Such spread is considered to be a “classic” one as it enables interfering noise caused by the fracturing fleet to be effectively filtered [46]. In addition, circular aeriels were disposed to improve the vertical resolution and to considerably decrease the interference noise level. An 8-level geophone string with a 30 m interval, registering P- and S-waves, was used for well-hole observation. Additionally work using the method of active seismic exploration with the use of Geoton-15 non-explosive sources was performed to obtain information through scattered waves about the open fracture distribution (using the seismic sidescanner [SSS] technology). This information enables changes to be monitored (growth or collapse) of an open or fixed by proppant fracture zone with time; for this purpose observations were made before and after each stage [46].

High Priority Lines of Business and Development Prospects

The use of gas is expanding, and its consumption is constantly growing. According to forecasts, in the foreseeable future gas demand will grow faster compared to that of any other kind of energy source, in particular, due to its competitive advantages as the most environmentally clean fuel [46]. The following are high priority lines of business in OJSC Severneftegazprom's operations: performing the licence agreement stating terms and conditions of using the Yuzhno-Russkoye mining site; ensuring planned gas production level of 25 billion m³ per year; implementing design solutions and measures to control the Yuzhno-Russkoye Field development; fulfilling the plan of exploration work and reserves increment; fulfilling the plan of reconstruction, retrofitting and re-equipment of facilities of the Yuzhno-Russkoye Oil and Gas Field in 2011-2012; developing a pilot multi-branch well, with a set of investigative work aimed at efficiently developing the Turonian (T1) Gas Deposit of the Yuzhno-Russkoye Field in compliance with the Project of Experimental Development of Turonian Gas Deposits of the Yuzhno-Russkoye Field [46]; further appraisal of producing characteristics of the Turonian (T1) Gas Deposit of the Yuzhno-Russkoye Field; fulfilling the project financing agreement provided by the international consortium of foreign banks and Russian bank Gazprombank (OAO); successful operation of the integrated management system in Quality and HSES in compliance with requirements of international standards ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and OHSAS 18001:2007; participating in a social and economic development of local municipal communities – Krasnoselkup and Purov Districts, as well as in implementing programmes supporting native minorities of the northern part of the country [46]. A strategic plan of OJSC Severneftegazprom's development, according to which current operations of the Company are planned, is the Long-Term Development Plan and the Budget of the Yuzhno-Russkoye Oil and Gas Field based on the reservoir management plan for Cenomanian (PK₁) and Senonian (T₁, T₂) deposits of Yuzhno-Russkoye Oil and Gas Field. On 22 October, 2010 the existing Long-Term Development Plan was amended and approved by the Company's Board

of Directors (Minutes of the meeting of the Board of Directors as of 22 October, 2010 No. 34/2010) [46].

The Turonian Era

At last time, existing many discussions in the gas industry are raising the possibility of the imminent depletion of global hydrocarbon reserves. At the same time, many of experts predict that by the middle of the 21st century, oil and gas consumption in the world will double, with 70% of energy still derived from hydrocarbons in 2050. Demand for gas is growing, while its easily-accessible sources are decreasing [46].

The era of easy and cheap gas is over. This became evident not today or even yesterday. In this regard, both Russia and the world are moving into a new stage in the development of the gas industry, which involves development of fields in extremely difficult geological, mining and natural and climatic conditions. The industry faces the challenge of efficiently and rationally developing hard-to-recover gas reserves. Solving this task requires bringing together the entire available scientific and technical potential with the development and implementation of new technologies and equipment [46].

Severneftegazprom became the first among gas companies in Russia to take a step in this direction having launched the pilot production of Turonian gas at the Yuzhno-Russkoye field in the Yamal-Nenets Autonomous District.

The Yuzhno-Russkoye oil and gas field being developed by Severneftegazprom is one of the largest fields in Russia, unique in its structure and hydrocarbon reserves with a total volume of more than 1 tcm of gas and 40 million tons of oil and gas condensate. It is a major resource base for the Nord Stream gas pipeline, which is designed to ensure stability and continuity of gas supplies to Europe.

The Yuzhno-Russkoye field development is an international project in the field of gas production. Severneftegazprom has three shareholders: Gazprom and two German minority shareholders, BASF SE (Wintershall Holding GmbH) and E.ON AG (E.ON Exploration & Production GmbH) [46].

Turonian deposits of the Yuzhno-Russkoye field

Now, Sevetneftegazprom produces around 25 bcm of gas every year. Until recently, production was carried out exclusively from the Cenomanian deposits. However, the situation has changed since the beginning of this year. Thanks to the successful implementation of the Turonian deposit pilot project, our company was able to produce the Turonian gas and fed it into the unified gas transportation system of Russia [46].

Until now, no one has been able to achieve this. The fact is that Turonian deposits are classified as hard-to-recover reserves. They are distinguished from Cenomanian deposits by their abnormally high formation pressure; ten times worse reservoir permeability and gas recovery from the bed; complex pressure and temperature conditions; and the heterogeneity and facies variation of the reservoirs. Turonian development using traditional (for Cenomanian deposits) vertical wells is unfeasible. Here, there was the need to use a novel approach [46].

This was not an obstacle for Severneftegazprom. About two years ago, we started to actively search for ideas. The company hired the best Russian and foreign experts to develop innovative technological solutions – including top-notch experts from LLC Gazprom Bureniye, Korvet JSC, Halliburton, among others. Their engineers worked side by side with our company's experts to develop and apply unique solutions to make development of Turonian deposits technologically feasible and cost-effective. As a result, an experimental two-downhole well was built on a ready-to-use base of an existing well cluster. This experimental well was connected to an existing gas-collecting network in the field. This special well, unique in Russia, makes it possible to operate two Turonian beds simultaneously and independently of each other. For its operation, we designed and built a dual "Christmas tree" of valves and fittings that is unique worldwide [46].

Today the well is working perfectly as a pilot project; its output exceeds the design level of 200 tcm per day. We believe that the development of the Turonian deposits of the Yuzhno-Russkoye field will be a successful project. Becoming a

pioneer in the Turonian development project is a great honor and a special status for our company [46].

Of course, the Turonian beds are still poorly studied and definitive conclusions on the expediency of their large-scale development remain to be made. However, it is already clear at present that this area has good prospects. According to experts, Turonian deposits are, in terms of reserves, comparable to the large, some say giant, Cenomanian fields. For example, the Turonian gas reserves at the Yuzhno-Russkoye field alone are estimated at a minimum of 300 bcm of gas, while the Turonian gas reserves in Western Siberia are estimated at least in 3 tcm of gas.

«I would like to thank the staff of Severneftegazprom and all those who contributed and initiated the new stage in the development of the gas industry in Russia, aimed at developing hard-to-recover gas reserves», stated Alexander Medvedev, Chairman of the Board of Directors of Severneftegazprom, and Deputy Chairman of Gazprom Management Committee, during the well launching ceremony. Thanks to the production potential and human resources accumulated, and the professionalism of all participants in the project, we were able to successfully start the project. We have a short-term plan of preparing the Turonian gas deposit for commercial operation. If the project is successfully implemented, there could be potential increase by 5 to 8 bcm in annual gas production at the Yuzhno-Russkoye field. Obviously, the results of our experiment could be useful to other domestic and foreign gas production companies. Gazprom Dobycha Noyabrsk, Gazprom Dobycha Yamburg, and Rosneft are already showing interest in the Turonian deposits [46].

Certainly, Severneftegazprom is willing to share its experiences accumulated in implementing the project on gas production from the Turonian deposits with colleagues both in Russia and abroad. I hope that our experience will be the first step and the basis for the beginning of a new stage in the development of the gas industry – the era of hard-to-recover reserves.

Heading for the Turonian Gas. New Gas Reservoirs are Being Developed in Russia

Severneftegazprom appears to be closing in on its goal of increasing total gas production in 2012 up to 115 billion cubic meters at its Yuzhno-Russkoye field in

Yamal. And that's just a start. Severneftegazprom has been hard pressed to turn around declining production at Yuzhno-Russkoye considering the gas field's importance as the source of throughput into the Nordstream Pipeline to Europe.

But its first test well, which combines multi-directional drilling with dual completions technologies, foreign and domestic, has born first fruit in producing gas from shallow Turonian layers that until recently were ignored given their complexity

Severneftegazprom and Nord Stream invited Oil&Gas Eurasia in summer to the Yuzhno-Russkoye field to show the results of its work, and those of the contractors involved in the project including: Halliburton, TyumenNIIgiprogaz, Gazprom Bureniye, Korvet, and the plant GROM (Tyumen) [46].

All reserves of the turonian gas of West Siberian fields around 3 trillion cubical meters and the fields of this region provide the bulk of potential supplies for Russian gas exports to Europe (almost 75 percent). As the Cenomanian reservoirs (from which most of Russia's gas is produced) gradually deplete, further exploration and development of the more shallow Turonian level reserves are becoming a top-priority in Russia. Turonian rock is softer than shale, thus easier to produce than shale. But it is harder than the source rock found in Cenomanian layers. Thus, it presents its own problems [46].

Beginner's Luck

The project to produce gas from Turonian strata at Yuzhno-Russkoye field is currently in the “pilot” stage and is a first for Russia. Never before have Russian producers succeeded in tapping into these layers. There were several previous attempts to produce gas from Turonian reservoirs in Russia, but first experiments did not meet expectations [47].

At that time, no one considered the option of either drilling directional and sub-horizontal wells (techniques which are now being used in the Yuzhno-Russkoye pilot project), or applying enhanced gas recovery technologies, so the projects on development of the gas fields were literally focused only on the Cenomanian. It was planned initially to exploit the upper zones and later switch over to the deeper ones.

However, due to the demand for hydrocarbons, these plans were corrected as the production from the Cenomanian pools went into deeper decline.

The main factor was that the Yuzhno-Russkoye field was selected as the mineral resource base for the Nord Stream gas pipeline, by which Russian gas is transported along the Baltic Sea bed to Germany and farther to Europe. Investors took an interest in the great volume of reserves of this unique field [47].

And in Russia's Far North, there appears to be a lot of Turonian gas. The volume of Turonian gas in the Yuzhno-Russkoye field exceeds 300 billion cubic meters. In the Kharampurskoye field to the south of Yuzhno-Russkoye (the license belongs to the Rosneft subsidiary RN-Purneftegaz) there is 800 billion cubic meters. The Turonian deposits contain approximately 10-15 percent of the total reserves of Russia's Far North fields. Three trillion cubic meters is a very rough estimate of the total gas resources of West Siberia.

Difficult is Not Impossible

The main difference between producing from the Cenomanian versus the Turonian is the degree of complexity of gas reserve recovery from these different formations. The picture on page 20 shows data on the main parameters of gas from the Turonian and Cenomanian reservoirs [47].

The Cenomanian gas belongs to the Cenomanian stage of the Upper Cretaceous. This stage was formed approximately 97.5 million years ago and is located at a depth of 900-1,750 meters. The Cenomanian reserves are classified as the easiest-to-recover, since their reservoirs are formed by sandstone compacted at a high pressure, which in turn predetermines a high productive capacity of the reservoir.

The Turonian gas occurrence is shallower – 760-1040 meters, but the source rock is composed of the sandstone with a high content of dense rock admixtures (shale, siltstone), properties, permeability and gas saturation. Development of the Turonian pools meets with the next problems:

- Poorer reservoir properties and, as a consequence, low well productivity;

– Significant reservoir heterogeneity and facial variability along the section and area-wise, which complicates the process of insuring uninhibited gas flow from the source rock;

– Low formation temperature and abnormally high formation pressure which requires well operation in hydrated mode [47].

Cenomanian and Turonian gas is classified as “dry” – it consists of pure methane by 97-99 percent facilitates processing, but also improves the efficiency of production and further marketing.

The composition of gas from the Yuzhno-Russkoye field is ideal. Thanks to the Cenomanian gas volumes and high productive capacity of the reservoir, the Company reached planned production levels of 25 billion cubic meters per year in 2010. By adding the Turonian reserves, Severneftegazprom expects to move that target this year to 26 billion cubic meters and even further when a second well is drilled in 2013[47].

The Unique Experience №174

First development of the Turonian was started on experimental well № 174. This well has a dual lateral design with low-angle bottomhole sections, which provides sufficient drainage radius and efficient recovery of the gas reserves along the section. This well design makes it possible to produce gas simultaneously from two reservoirs – Cenomanian and Turonian. It provides the opportunity to use one infrastructure for “double” production, which enables a significant cost reduction – the company is saving mostly on the lease of land area used for field development [47].

The uniqueness of the Yuzhno-Russkoye field project is that the company’s specialists used the “one site – two wells” principle.

As stated above, Severneftegazprom undertook the task of the maximum possible application of the domestic experience in realization of their projects. «We are trying to use the equipment and services of domestic companies to the maximum degree, and construction of the Turonian well made no exception, though this well appeared to be unique for Russia. However, within the framework of the project, we

had to use a well completion system of the global oilfield services company Halliburton. A domestic company, e.g. Sibburmash (Tyumen), could undertake development of similar technology, but this work would take at least three to four years, without any guarantee of success of the tests. Meanwhile, using foreign technology for this project with account for appropriate engineering support appeared to be cheaper in any case», noted Evgeny Davydov, head of the drilling department at Severneftegazprom [47].

Severneftegazprom contracted a number of domestic companies including the following: TyumenNIIgiprogaz which prepared a detailed engineering design for the field, Gazprom Drilling (drilling operations), Korvet (Kurgan) which jointly with Severneftegazprom manufactured a unique dual christmas tree used for commingled production from two zones. A spider-elevator for simultaneous running of two strings of tubing was designed by the plant GROM (Tyumen). However, expertise of foreign companies appeared to be of some use for the project. Halliburton provided its system of dual completion which is designed for independent production from different zones through separate strings of 73-mm tubing. This system enables completion and survey operations separately in each hole of a multilateral well, and also enables separate access through the tubing to the main and lateral holes of the multilateral well. This same technology was applied for construction of the first Russian experimental dual bottomhole well №174 with low-angle bottomhole sections intended for Turonian pool development [47].

«Previous experience of the Turonian gas production had showed that application of vertical wells (traditional for the Cenomanian zones) was not efficient due to low production rates, therefore it was necessary to look for innovative engineering solutions», explained Stanislav Tsygankov. «We decided in favor of drilling of a dual bottomhole subhorizontal well with low-angle bottomhole sections. This experience is unique both in respect of the well design and in respect of the use of a special dual Christmas tree and a spider-elevator for simultaneous running to two tubing strings in the well. Nobody has done this before» [47].

Next year, under the project on the further development of the Turonian pool in this field, it is planned to drill a single bottomhole production well №184. At present, there are 143 wells build at the Yuzhno-Russkoye field.

New Starting Point

It is especially noteworthy that all operations at the field have been fulfilled in a very short period of time. Commercial operation of the Yuzhno-Russkoye field was started in 2007, while the construction of the field facilities and infrastructure on the whole was started only in 2006 [47].

In 2010, gas production from the pool already reached the planned level of 25 billion cubic meters a year. In May 2012 the total gas production was increased to 100 billion cubic meters. By the end of this year this figure could reach 115 billion cubic meters. Fig. 2 shows the gas production profile for the Yuzhno-Russkoye field. After 2020 the production of Cenomanian gas decline will begin, the plateau will be maintained due to the start of development of the Turonian pool. In the future Company wants to produce about 5-8 billion cubic meters of Turonian gas per year. So, it will be possible to extend the level of the maximum production of 25 billion cubic meters until 2025–2030. However, at present all these forecasts are very approximate. According to some estimates, actual numbers will depend on current annual volumes and on the general geological situation at the field. It is clear that the age of easy and cheap gas is over. So now the transition enter to the new stage of development of the gas industry, which involves field development in complex geological and natural-climatic conditions [47].

Список используемой литературы

1. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабров И.П.: Газовые и газоконденсатные месторождения, – Москва: Недра, 1983. – 375 с.
2. Усачев А.С. Особенности геологического строения сенон-туронских залежей// Международный студенческий научный вестник. – 2017. – №6.
3. Ахмедсафин С.К. Исследование и разработка методов и технологий разработки сенон-туронских газовых залежей Севера Западной Сибири/Диссертация. Тюмень, ТюмГНГУ, 2013. –23 стр.
4. Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Под. ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. // – М.: ОАО «ВНИИнефть», сб. науч. Тр. Вып. № 148,2013, 187 с.
5. В.В.Дмитрук, В.В.Воробьев, Е.П.Миронов, А.Ю.Горлач, Р.Ф.Шарафутдинов, В.П.Тюрин, Д.Г.Фатеев, А.С.Самойлов. Обзор технологических решений при разработке низкопроницаемых газовых залежей туронского яруса// Газовая индустрия, 2017, №2, С. 56-63.
6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 28.12.2013)// Собрание законодательства Российской Федерации. – 07.01.2002.– N1(Ч.1).–Ст.3.
7. Технологии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. // – М.: ОАО «ВНИИнефть» сб. науч. Тр. Вып. № 146, 2012, 152 с.
8. Якимов И.Е.: Совершенствование технологий освоения туронских залежей Западной Сибири / Лапердин А.Н., Кустышев А.В., Марченко А.Н., Кряквин Д.А.// Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ «Газпром», 2008, – 84 с.
9. Кирилов Д.В.: Трудноизвлекаемые запасы// – М.: Корпоративный журнал ОАО «Газпром» вып. № 3, 2012, С. 28-33.

10. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ (действующая редакция, 2016).
11. Мاستрюков Б. С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере . Прогнозирование последствий: учеб. Пособие для студ. учреждений высш. проф. образования 2-е изд., стер. //Прогнозирование последствий-М.: Изд. центр «Академия. – 2012.
12. Технологическая схема разработки туронской газовой залежи Южно-Русского месторождения // - Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012, – 480 с.
13. Проект разработки сеноманской и туронских газовых залежей Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения // - Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004, – 286с.
14. Безопасность труда при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: http://studopedia.ru/17_50245_gidravlicheskiy-razriv-plasta.html. Дата обращения: 07.05.2019 г.
15. Зотов Г.А. Техногенное воздействие разработки нефтяных и газовых месторождений на геологическую среду // – М.: Труды ВНИИГазэкономика. Научно-методологические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями., 2010, – 120 с.
15. Крылов Г.В.: Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири / Лапердин А.Н., Маслов В.Н.// – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2005, – 388 с.
16. Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего Севера//Под ред. Р.И. Вяхирева. - М.: Наука, 1997, – 655 с.
17. Регулирование разработки газовых месторождений Западной Сибири/ А.И.Гриценко, Е.М.Нанивский, О.М.Ермилов и др. // - М.: Недра, 1991, – 304 с.
18. Закиров С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений / Лапук

Б.Б. // – М.: Недра, 1974, – 374 с.

19. Коротаев Ю.Л.: Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Закиров С.Н. // – М.: Недра, 1981, – 346 с.

20. Чернышева Т.Л.: Интенсификация добычи нефти и газа методом разрыва пласта / Тимашев Г.В., Мищенко А.Ю. // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром, 1987, - вып. № 1. – 43 с.

21. Способ освоения и разработки многопластового месторождения с низкими фильтрационно-емкостными коллекторами: пат. 0002560763 Рос.Федерация/С.Е.Цыганков, А.А.Касьяненко, А.А.Дорофеев, Т.В.Сопнев, В.В.Воробьев, С.А.Завьялов; заявитель и патентообладатель «ОАО Севернефтегазпром». – №216.013.7209; опубл. 20.08.2015.

22. Рамазанов И.Д.: Горизонтальное бурение как способ повышения продуктивности скважин / Лапердин А.Н. // - Тюмень: Сборник научных трудов НПП «Тюменгазтехнология». Проблемы повышения газоконденсато- и нефтеотдачи на месторождениях Севера Западной Сибири, 1991, С.44-48.

23. Ремизов В.В.: Мировой и отечественный опыт бурения скважин с горизонтальными забоями / Маслов В.Н., Лапердин А.Н., Ермилов О.М., Чугунов П.С. //-М.: Газовая промышленность вып. № 3, 1995, С.24-26.

24. Калинин А.Г.: Бурение наклонных и горизонтальных скважин / Никитин Б.А. и др. // - М.: Недра, 1997, – 648 с.

25. Алиев З.С.: Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин / Сомов Б.Е., Рогачев С.А. // -М.: издательство «Техника», 2001, – 95 с.

26. РД 08-625-03. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ №69 от 27.12.02). // Москва: ФГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзор России», 2004, – 57 с.

27. Проект опытно-промышленной разработки туронских газовых залежей Южно-Русского нефтегазового месторождения: Отчет о НИР / Руководитель А.Н. Лапердин // - Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006, – 265 с.
28. Кустышев И.А.: Опыт проектирования многозабойных скважин для разработки Южно-Русского месторождения / Чижов И.В., Сметанин В.А. // - Тюмень: Наука и техника в газовой промышленности, 2010,-вып. № 1,С. 4-8.
29. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах / В.М. Шенбергер, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман, И.С. Матиешин, А.В. Кустышев // - Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007, – 594 с.
30. Способ восстановления самозадавливающейся газовой скважины с аномально низким пластовым давлением: пат. 0002539060 Рос.Федерация/А.В.Немков, А.В.Кустышев, Д.А.Кустышев, Е.В.Паникаровский, М.Д.Антонов; заявитель и патентообладатель ОАО «Газпром». – №216.013.1DD0; опубл. 10.01.2015.
31. ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) "Шум"
32. СанПиН 2.2.2.3359-16«Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
33. СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы»
34. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.
35. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»
36. ГОСТ 12.1.047-85. «Вибрация. Метод контроля на рабочих местах»
37. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»
38. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
39. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
40. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

41. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности»
42. Поставки газа на внутренний рынок. Реализация программы газификации российских регионов [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/39/526414/presentation-press-conf-2018-06-20-ru>.
Дата обращения: 27.04.2019 г.
43. Эколого-экономическое управление охраной окружающей среды [Текст]: научное издание / А.Г. Ананенков [и др.]. – М.: Недра, 2003. – 229 с.
44. А.Н.Киселев, С.В. Бучинский, А.Ю. Юшков, И.И. Белов, Ф.Н.Нигматуллин, Р.М.Муртазин, Р.Р.Исламов, В.Н.Суртаев, О.А.Лознюк. Опытно-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения// Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ».–2015.–С.46-49.
45. L. Ponomareva. Heading for the turonian gas//Oil&Gas Eurasia, 2012, No 9, P.18–27.
46. The Turonian Era. S. Tsygankov//Blue Fuel, 2012, Vol. 5, P. 15–17.
47. Dmitruk V.V., Vorobjev V.V., Mironov E.P., Gorlach A.Yu., Sharafutdinov R.F., Tyurin V.P., Fateev D.G., Samoilov A.S. Review of process solutions on the development of turonian low-permeability gas deposits// Gas industry, 2017, No 2, P. 56–63.
48. Хасаянов Р. Р., Сопнев Т. В., Лапердин А. Н. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении // Наука и ТЭК. - 2012. - № 1. С. 25-26.