

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»
(ПНИПУ)**

Факультет: Горно-нефтяной (ГНФ)

Кафедра: Нефтегазовые технологии (НГТ)

Специальность: 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии

Образовательная программа: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Допускается к защите

Зав. кафедрой НГТ

С.Е. Чернышов

«27» января 2025 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(дипломный проект)**

на тему

**«Анализ и повышение эффективности разработки и эксплуатации
Таныпского месторождения»**

Студент: Ситников В.Д. Ситников
Группа: РНГМ-19-1с

Состав ВКР:

1. Пояснительная записка на 152 стр.
2. Графические приложения на 16 листах.

Руководитель ВКР:

канд. техн. наук, доц. каф. НГТ
В.А. Новиков

Руководитель
образовательной
программы:

канд. техн. наук, доц. каф. НГТ
А.А. Мелехин

Консультант по
безопасности
жизнедеятельности:

д-р техн. наук, зав. каф. БЖ
К.А. Черный

Консультант по
экономике и
организации
производства:

д-р экон. наук, зав. каф. ЭУПП
Е.Е. Жуланов

Проверено на
наличие
затмствования:

вед. инженер каф. НГТ
Н.И. Корякова

Пермь – 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»
(ПНИПУ)**

Факультет: Горно-нефтяной (ГНФ)

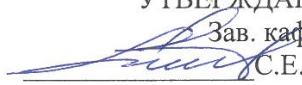
Кафедра: Нефтегазовые технологии (НГТ)

Специальность: 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии

Образовательная программа: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой НГТ

 С.Е. Чернышов

«18» сентября 2024 г.

З А Д А Н И Е
на выполнение выпускной квалификационной работы
(дипломного проекта)

Фамилия И.О.: Битюков Дмитрий Дмитриевич

Группа: РНГМ-19-1с

Начало выполнения работы: 18.09.2024

Сроки представления работы на рецензию: 16.01.2025

Защита работы на заседании ГЭК: 03.02.2025 - 08.02.2025

1. Наименование темы:

Анализ и повышение эффективности разработки и эксплуатации Тюменского месторождения

2. Исходные данные к работе:

Дополнение к техническому проекту разработки Тюменского нефтяного месторождения Пермского края" (приложение № КТ № 9033 от 20.12.2023г.), методики разработки, технические решения добывающих и инженерных объектов.

3. Содержание пояснительной записки:

Обычая характеристика проектирования и района работ, геологическая ка-
рактеристика месторождения, геолого-разведочная характеристика
выбранного объекта, анализ состояния разработки выбранного
объекта, анализ эксплуатации скважин, выполнение мероприя-
тий по совершенствованию разработки участка, технико-эко-
номическое обоснование рекомендованных мероприятий, бестех-
нологичные технологии

4. Содержание основного (специального) раздела:

Исследование связи между параметрами и добывающими си-
стемами выбранного объекта, разработка мероприятий по улучшению
системы ГГР, проведение геолого-технических мероприятий
на добывающем фронте.

5. Содержание раздела по экономике и организации производства:

Экономическое обоснование предлагаемых
геолого-технических мероприятий

6. Содержание раздела по безопасности жизнедеятельности:

Идентифицировать опасности по проекту, определить нормативные
требования к ним и разработать мероприятия по обеспечению без-
бедности

7. Дополнительные указания:

8. Основная литература:

Дополнение к методическому пособию разработки бизнес-кейса Маркетингового менеджмента Пермского Университета (протокол № КРГ № 9 от 20.12.2023 г.)

Руководитель ВКР:

Юльев -

канд.-межн. наук, доц. каф. НГТ
В.А. Юльев

Руководитель образовательной программы:

Мелехин

канд. техн. наук, доц. каф. НГТ
А.А. Мелехин

Консультант по безопасности жизнедеятельности:

Черный

д-р техн. наук, зав. каф. БЖ
К.А. Черный

Консультант по экономике и организации производства:

Жуланов

д-р экон. наук, зав. каф. ЭУПП
Е.Е. Жуланов

Задание получил:

Симанов В.Д.

Симанов В.Д.

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 152 с., 25 рис., 31 табл., 11 источн., 12 прил.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, РАНГОВАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ СПИРМЕНА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования является визейский объект Таныпского нефтяного месторождения.

Цель работы – повышение эффективности разработки и эксплуатации Таныпского месторождения за счет комплексного применения геологотехнологических мероприятий на добывающем и нагнетательном фонде скважин.

Основные задачи:

1. Анализ геологической характеристики залежи;
2. Анализ состояния разработки залежи, анализ эксплуатации скважин, системы сбора и подготовки, выделение основных проблем;
3. Формирование рекомендаций по повышению эффективности разработки залежи с проведением расчетов прогнозного технологического эффекта;
4. Технико-экономическое обоснование предложенных мероприятий.

Анализ процесса добычи на Таныпском месторождении позволил выделить основные проблемные вопросы. Особое внимание в работе уделяется повышению эффективности разработки визейского объекта за счет проведения мероприятий по усилению и оптимизации системы поддержания пластового давления. Результаты прогнозных расчетов технологической и экономической эффективности предлагаемых мероприятий указывают на их рентабельность и эффективность применения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК РИСУНКОВ	8
СПИСОК ТАБЛИЦ	10
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ.....	11
ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ И РАЙОНА РАБОТ ...	14
1.1. Географическое расположение месторождения	14
1.2. Краткие сведения об истории открытия и выполненных геологоразведочных работах.....	15
1.3. Характеристика района работы в промышленном и сельскохозяйственном отношении	17
2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
2.1. Тектоника	18
2.2. Стратиграфия	19
2.3. Нефтегазоносность.....	22
3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА С1TL-BB (ТЛ2-ББ-МЛ).....	30
3.1. Характеристика коллекторских свойств и энергетических условий .	30
3.2. Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	32
3.3. Запасы нефти и растворенного газа. Коэффициент нефтеотдачи	37
4. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА	39
4.1. Краткая история разработки.....	39
4.2. Анализ текущего состояния разработки объекта	40
4.2.1. Анализ текущего состояния	40
4.2.2. Анализ карты текущих отборов	44
4.2.3. Анализ карты накопленных отборов	45
4.2.4. Анализ карты плотности запасов.....	45
4.3. Сравнение проектных и фактических показателей разработки	49
4.4. Анализ энергетического состояния объекта.....	53
4.5. Результаты проведения геолого-технических мероприятий на визейском объекте.....	58
5. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	62
5.1. Технология строительства скважин и осложнения при строительстве.....	62
5.2. Технология первичного и вторичного вскрытия	63
5.3. Технологии освоения и глушения	64
5.4. Технологические режимы добывающих и нагнетательных скважин	66
5.5. Скважинное оборудование скважин	68

5.6. Осложнения при эксплуатации. Методы борьбы и предупреждения осложнений	71
5.7. Существующая система сбора скважинной продукции.....	73
6. ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ.....	82
6.1. Исследование связей между нагнетательными и добывающими скважинами визейского объекта.....	82
6.2. Разработка мероприятий по усилению системы ППД	86
6.2.1. Оптимизация действующего фонда нагнетательных скважин....	88
6.2.2. Организация очагов нагнетания в зонах пониженного пластового давления.....	91
6.3. Проведение геолого-технологических мероприятий на добывающем фонде скважин.....	93
7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	98
8. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНДЕЯТЕЛЬНОСТИ	115
8.1. Краткая характеристика объекта	119
8.2. Идентификация и анализ опасностей, опасных и вредных производственных фактором, профессиональных и производственных рисков 120	
8.3. Мероприятия по снижению вредного воздействия опасностей, опасных вредных производственных факторов, снижению уровней профессиональных и производственных рисков	126
8.3.1. Мероприятия по снижению вредного воздействия физических факторов	126
8.3.2. Мероприятия по снижению вредного действия загазованности территории и токсичных и вредных веществ	128
8.3.3. Мероприятия по снижению воздействия электрического тока .	129
8.3.4. Мероприятия по снижению воздействия механических и акустических факторов	130
8.3.5. Мероприятия по снижению профессиональных и производственных рисков	131
8.4. Возможные аварийные и чрезвычайные ситуации, обеспечение готовности по реагированию на них и мероприятия при их возникновении	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ	140
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	142

СПИСОК РИСУНКОВ

№	Наименование рисунков	Стр.
1.1	Обзорная карта	14
1.2	Выкопировка из тектонической карты Пермского края	18
4.1	График разработки. Таныпское месторождение. Таныпское поднятие. Визейский объект (Тл2-Бб-Рд)	43
4.2	Карта текущего состояния разработки Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения	46
4.3	Карта накопленных отборов жидкости и закачки воды Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения	47
4.4	Карта суммарных нефтегазоносных толщин с размещением фактически пробуренного и проектного фонда скважин Визейского объекта Таныпского месторождения	48
4.5	Динамика пластового давления в зонах отбора	55
4.6	Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Северная часть	56
4.7	Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Южная часть	57
4.8	Количество мероприятий на объекте за 1998-2023 гг.	59
4.9	Технологии и количество проводимых мероприятий	60
4.10	Эффективность проведения геолого-технических мероприятий	60
5.1	Технологии механизированной добычи УВС на визейском объекте на Таныпском поднятии (Тл2-Бб-Рд)	67
5.2	Диаграмма значений пластового давления скважин в процентном соотношении по фонду	67
5.3	Система сбора нефти и газа Таныпского месторождения	75
6.1	Анализируемый участок визейского объекта Таныпского месторождения (северная часть Таныпского поднятия)	83
6.2	Связи нагнетательных и добывающих скважин визейского объекта (северная часть Таныпского поднятия) на основании коэффициента Спирмена	85
6.3	Связи нагнетательных и добывающих скважин визейского объекта (центральная и южная части Таныпского поднятия) на основании коэффициента Спирмена	86
6.4	Карта текущего энергетического состояния визейского объекта Таныпского месторождения	87
6.5	Расположение нагнетательных скважин для проведения ГРП на визейском объекте (северная часть)	89
6.6	Расположение нагнетательных скважин для проведения ГРП на визейском объекте (центральная и южная части)	89
6.7	Районы скважин для перевода под закачку на визейском объекте Таныпского месторождения	92

№	Наименование рисунков	Стр.
6.8	Выкопировка из карты плотности распределения остаточных подвижных запасов визейского объекта Таныпского месторождения	95
7.1	График зависимости NPV по скважинам №9083, 1033 от времени	108
7.2	График зависимости NPV по скважинам 1258, 1057, 328, 1231 и 1006 + переводе скважин 52, 301, 354, 1009	118

СПИСОК ТАБЛИЦ

№	Наименование таблицы	Стр.
3.1	Коллекторские свойства пластов объекта C ₁ tl-bb (Тл ₂ -Бб-Рд)	31
3.2	Свойства пластовой и дегазированной нефти	33
4.1	Сравнение проектных и фактических показателей разработки	50
4.2	Результаты ГТМ по состоянию на 01.01.2024	58
6.1	Данные для расчета коэффициента Спирмена для определение гидродинамической связи скважин 1059 и 1062	83
6.2	Диапазон значений коэффициента Спирмена	84
6.3	Результаты проведения ГРП на нагнетательных скважинах	91
6.4	Скважины для перевода под закачку и их технологические показатели	91
6.5	Результаты при переводе добывающих скважин под нагнетание	93
6.6	Требования для проведения ГРП на добывающем фонде	94
6.7	Результат отбора скважин по пластовому давлению	94
7.1	Прогнозные макроэкономические данные	100
7.2	Исходные данные для экономических расчетов (первый вариант)	102
7.3	Расчет выручки по проекту	103
7.4	Расчет прироста эксплуатационных затрат от увеличения объемов добычи готовой продукции	104
7.5	Расчет прироста налога на добычу полезных ископаемых	104
7.6	Расчет прибыли от продажи дополнительной продукции	106
7.7	Расчет прироста налогооблагаемой прибыли	106
7.8	Расчет чистого дисконтированного дохода	106
7.9	Планируемый график ввода объектов	112
7.10	Капитальные вложения по годам проекта	112
7.11	Исходные данные для экономических расчетов (второй вариант)	113
7.12	Расчет выручки по проекту	113
7.13	Расчет прироста эксплуатационных затрат от увеличения объемов добычи готовой продукции	113
7.14	Расчет амортизационных отчислений по проекту	114
7.15	Расчет прироста налога на добычу полезных ископаемых	114
7.16	Расчет прибыли от продажи дополнительной продукции	115
7.17	Расчет платежей по налогу на имущество	116
7.18	Расчет прироста налогооблагаемой прибыли	116
7.19	Расчет чистого дисконтированного дохода	116
8.1	ПДК вредных веществ в рабочей зоне	130

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

№	Наименование приложения
1	Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C ₁ tl тульские, пласт Тл _{2-a}
2	Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C ₁ tl тульские, пласт Тл _{2-b}
3	Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C ₁ bb бобриковские, пласт Бб
4	Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C ₁ rd радаевский, пласт Рд
5	Схематический геологический профиль нижнекаменноугольных (визейских) отложений по линии скважин 353-313-1246-1254 (линия VII-VII')
6	График разработки. Таныпское месторождение. Таныпское поднятие. Визейский объект (Тл2-Бб-Рд)
7	Карта суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта C ₁ tl-C ₁ bb (Тл ₂ -Бб-Рд)
8	Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Северная часть
9	Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Южная часть
10	Карта текущего состояния разработки Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения
11	Карта накопленных отборов жидкости и закачки воды Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения
12	Система сбора нефти и газа Таныпского месторождения

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В настоящее время нефть является одним из ключевых энергоносителей, участвующий во многих аспектах человеческой деятельности. Исходя из этого, важно эффективно вести разработку месторождений с целью обеспечения полноты извлечения нефти, что является одной из основных проблем в нефтяной отрасли. Для этого необходимо вести анализ и оценку текущего состояния месторождения, которые позволяют определить необходимые меры для повышения эффективности добычи нефти.

В качестве объекта для анализа и оптимизационных решений на Таныпском месторождении выбран объект с наибольшей годовой добычей нефти – Визейский объект (Тл₂-Бб-Рд).

Данный объект сложен терригенными породами, что указывает на специфику геологического строения и технологического процесса добычи нефти. Стоит отметить, что объект находится на третьей стадии разработки, что указывает на важность обеспечения полного извлечения остаточных запасов.

Одним из важнейших факторов, влияющих на добычу нефти на поздних стадиях разработки является поддержание пластового давления (ППД). Оптимизация системы ППД – это одна из главных задач для достижения максимальной экономической эффективности разработки, рациональной выработки запасов, поддержания необходимого энергетического состояния пласта и увеличения нефтеотдачи.

Для выбора необходимых мероприятий по оптимизации системы ППД важную роль играет гидродинамическая связь нагнетательных скважин с окружающими их добывающими скважинами. Одним из методов определения данной связи является метод ранговой корреляции Спирмена, которым предусматривается расчет соответствующего коэффициента. Его значение может характеризовать качественную характеристику гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами. Для улучшения гидродинамической связи и увеличения приемистости скважин одним из

направлений перспективных работ является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

В комплексе с оптимизацией системы ППД для интенсификации добычи нефти применяются различные виды геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на добывающем фонде скважин. Наиболее эффективной и распространенной технологией также является ГРП.

Объект исследования: визейский объект (Тл₂-Бб-Рд) Таныпского месторождения.

Цель работы: повышение эффективности разработки и эксплуатации Таныпского месторождения за счет комплексного применения геолого-технических мероприятий на добывающем и нагнетательном фонде скважин.

Основные задачи:

1. Изучение геологических особенностей продуктивных пластов Таныпского месторождения.
2. Анализ текущего состояния разработки и энергетического состояния визейского объекта Таныпского месторождения.
3. Анализ эксплуатации скважин, существующей системы сбора и подготовки продукции скважин.
4. Анализ гидродинамических связей нагнетательных и добывающих скважин визейского объекта Таныпского месторождения.
5. Формирование рекомендаций по оптимизации системы ППД.
6. Разработка рекомендаций по интенсификации отборов в добывающих скважинах.
7. Оценка технологической и экономической эффективности разработанных мероприятий.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ И РАЙОНА РАБОТ

1.1. Географическое расположение месторождения

Таныпское месторождение расположено на юге Пермского края, в 135-140 км южнее г. Пермь. В административном отношении месторождение расположено в Уинском муниципальном и Чернушинском городском округах Пермского края. Ближайшими населенными пунктами являются села: Деменево, Калиновка, Осиновка, Красногорка и другие (рис. 1.1).

Через рассматриваемый район проходят магистральные нефтепроводы - Чернушка-Оса, Чернушка-Калтасы; железная дорога Екатеринбург-Казань; автотрасса Чернушка-Оса-Пермь, проходящая в 7 км западнее Таныпского месторождения. Кроме этих путей имеется редкая сеть проселочных и лесных дорог, пригодных для передвижения в летнее время.

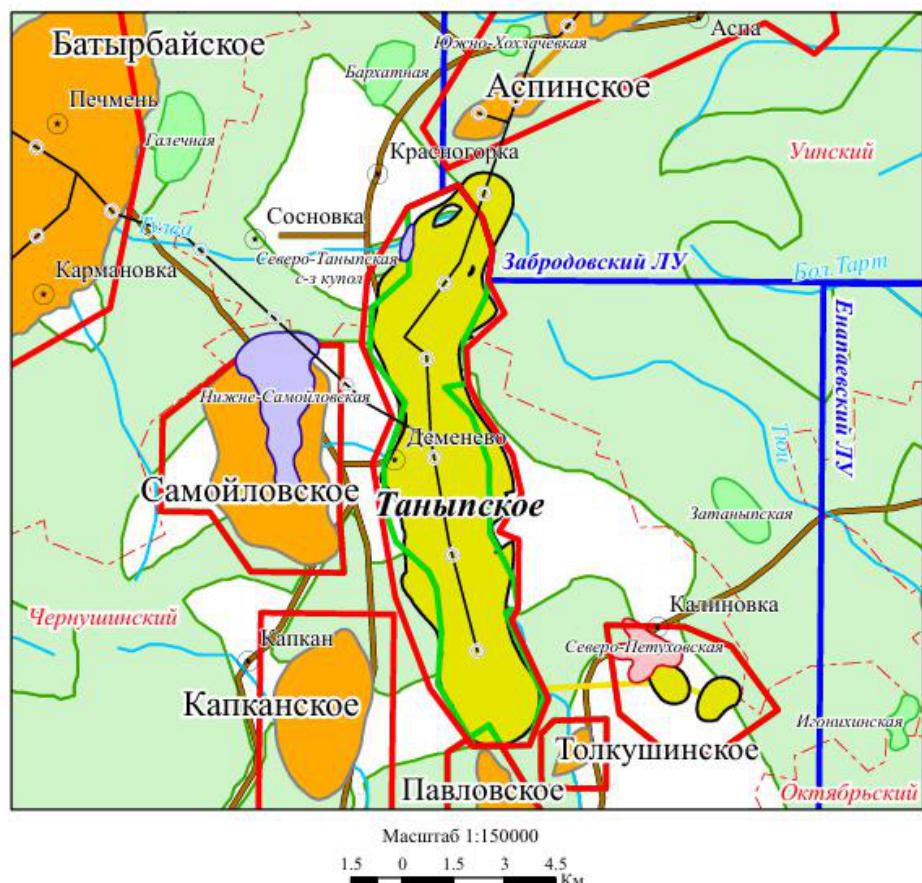


Рис. 1.1. Обзорная карта

1.2. Краткие сведения об истории открытия и выполненных геологоразведочных работах

Таныпское месторождение открыто в 1951 г. по результатам бурения поисковой скв. 1 на Таныпском поднятии, выявленным структурным бурением. После открытия на территории месторождения проводились поисково-разведочные работы, которые были завершены к 1979 г. Последующее доизучение продуктивных объектов велось в процессе эксплуатационного бурения, начатого в 1959 г.

В 1958 году месторождение введено в пробную эксплуатацию на основании «Проекта пробной эксплуатации».

В 1960 году месторождение введено в промышленную эксплуатацию на основании «Проекта разработки яснополянского надгоризонта Таныпского месторождения нефти» (распоряжение Совета Министров РСФСР № 7666 от 30.11.1959). Проектом предусматривалось бурение 31 добывающей и 10 нагнетательных законтурных скважин по сетке 500×500 м.

В связи с этим в 1967 году составлена технологическая схема разработки залежей среднего карбона и турнейского яруса, утвержденная бюро ЦКР МНП (протокол № 153 от 10.01.1968).

Сейсморазведочными работами в 1967-1968 гг. выявлено Северо-Таныпское поднятие.

В 1970 г. Центральной комиссией МНП утверждена «Технологическая схема разработки Северо-Таныпской площади» (протокол ЦКР МНП № 338 от 06.07.1970), предусматривающая разработку визейских залежей 26 добывающими и семью нагнетательными скважинами, размещенными по сетке 600×600 м с приконтурным заводнением.

В 1978 году составлены «Уточненная технологическая схема разработки Таныпской площади Таныпского месторождения» и «Уточненная технологическая схема разработки Северо-Таныпской площади Таныпского месторождения», которые не предусматривали существенных изменений в технологии разработки.

В 1984 году на базе пересчитанных и утвержденных в ГКЗ СССР запасов нефти составлен и утвержден «Проект разработки Таныпского месторождения» (протокол ЦКР Минтопэнерго № 1134 от 15.01.1985).

В 1992 г. по данным структурного бурения выявлено и подготовлено под глубокое бурение Петуховское поднятие.

Сейсморазведочными работами 1995-1999 гг. детализировано строение восточного крыла Таныпского и подтверждено наличие Петуховского поднятий.

В 1996 г. на Петуховском поднятии по результатам бурения поисковой скв. 190 установлена промышленная нефтеносность в отложениях тульского горизонта.

В 1999 году ЗАО «Западно-Уральской нефтяной компании» составлен проект «Уточнение технико-экономических показателей разработки Таныпского нефтяного месторождения Пермской области», утвержденный научно-техническим советом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» (протокол № 5, 2001 г.).

В 2001 году ООО «ПермНИПИнефть» выполнен «Анализ разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» и утвержден ЦКР Минтопэнерго России на пять лет (протокол № 2708 от 17.05.2001)

В 2004 году ООО «ПермНИПИнефть» выполнен «Анализ разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» (южная группа месторождений)» (протокол № 3319 от 22.12.2004). В числе 32 месторождений южной группы ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» откорректированы уровни добычи нефти по Таныпскому месторождению на период 2004-2017 гг., намечена программа бурения боковых стволов из пробуренных скважин на 2006-2007 гг.

В 2008 году на основе новой геологической информации ОАО «Гипровостокнефть» выполнил «Уточненный проект разработки Таныпского месторождения» (протокол выездного заседания нефтяной секции ЦКР Роснедра № 4384 от 16.09.2008). Рекомендуемый вариант предусматривал выделение 14 объектов разработки.

В 2013 году составлен проектный документ «Технологический проект разработки Таныпского месторождения», выполненный ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

№ 5642 от 01.08.2013). В работе обосновано выделение восьми объектов разработки.

В 2017 году выполнен оперативный подсчет запасов УВ, утвержденный протоколом Роснедра № 03-18/803-пр от 20.11.2017. В этом же году на запасах, утвержденных Роснедра, Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми составлен проектный документ «Дополнение к технологическому проекту разработки Таныпского нефтяного месторождения Пермского края».

В 2023 году составлен проектный документ «Дополнение к технологическому проекту разработки Таныпского нефтяного месторождения Пермского края», выполненным Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (протокол ЦКР № 9073 от 20.12.2023 г.), который является действующим.

За всю историю разработки месторождения было составлено 15 проектных документов.

1.3. Характеристика района работы в промышленном и сельскохозяйственном отношении

Экономика Уинского и Чернушинского городских округов базируется в основном на сельском хозяйстве, ориентированном на мясомолочно-зерновое направление. Кроме сельского хозяйства в городском округе население занято в лесной, деревообрабатывающей, а также нефтедобывающей промышленности.

На месторождении построен полный комплекс сооружений по сбору, транспорту, подготовке нефти и попутного газа.

Снабжение электроэнергией скважин и населенных пунктов происходит от государственной высоковольтной линии электропередач.

В качестве источника водоснабжения для системы ППД предполагается использовать очищенную подтоварную воду с УППН «Танып».

Водозаборов централизованного хозяйственно-бытового водоснабжения на территории нефтепромысловых объектов Таныпского месторождения и их СЗЗ нет.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Тектоника

Таныпское месторождение находится в нефтегазоносном районе юго-восточного борта Камско-Кинельской системы прогибов в Таныпской зоне нефтегазонакопления.

В тектоническом отношении Таныпское месторождение расположено на восточной окраине Русской платформы, в северной части Башкирского свода, в бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов. Само месторождение приурочено к средней части Чернушинской валообразной зоны, которая вытянута в меридиональном направлении (рис. 2.1). Основу этой зоны составляет цепь верхнедевонских рифогенных образований. Отложения, расположенные выше валообразной зоны, представляют собой структуру облекания каменного угля.

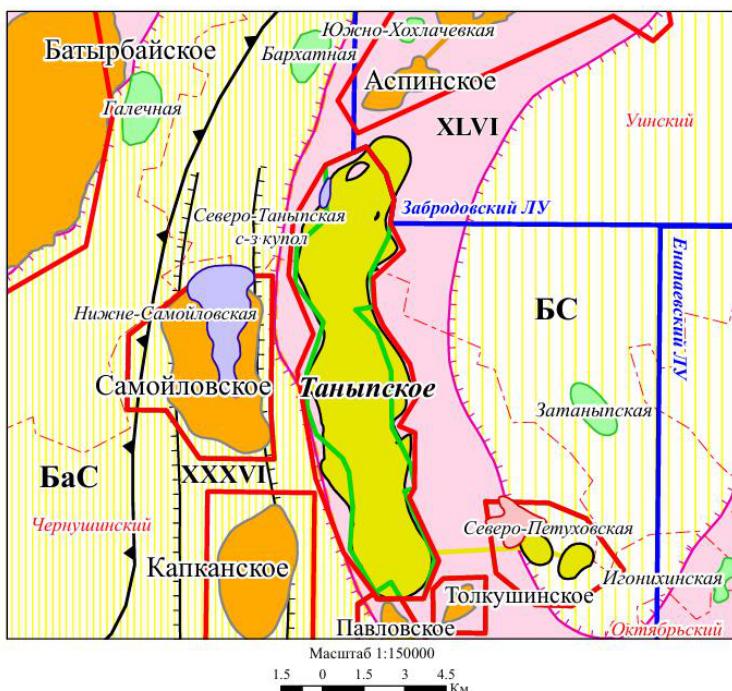


Рис. 2.1. Выкопировка из тектонической карты Пермского края

Брахиантклинальная складка, которую представляет Таныпская структура, является составным элементом Чернушинской валообразной зоны. Она осложнена тремя куполами: Северо-Таныпским, Таныпским и Петуховским, которые, в свою

очередь, осложнены рядом мелких куполов. Простижение структуры близко к меридиональному.

В генетическом отношении Танышская структура является тектоно седиментационной, основное ядро которого составляют верхнедевонские рифогенные сооружения.

Общей закономерностью для всего разреза является наличие более крупного западного крыла и постепенное выполаживание структуры вверх по разрезу.

2.2. Стратиграфия

Вендский комплекс.

Представлен бородулинской свитой, которая сложена неравномерно алевритистыми, глинистыми, известковистыми песчаниками, серыми алевролитами с зеленоватым оттенком, темно-серыми аргиллитами.

Девонская система.

Средний отдел. Старооскольский надгоризонт. Состоит из: внизу – алевролиты и кварцевые песчаники, вверху – переслоение алевролитов, аргиллитов и алевролитистых песчаников.

Верхний отдел. Пашийский горизонт. В состав его входят зеленовато-серые, неравномерно алевритистые аргиллиты с прослойми светло-серых кварцевых алевролитов. *Тиманский горизонт.* Сложен известковистыми аргиллитами с переходом в мергели и алевролиты, которые вверху сменяются пачкой известняков малой мощности. Также встречаются органические остатки.

Российский надгоризонт. Саргаевский горизонт. Данному горизонту характерен известняковый подтип разреза. Он сложен микро-тонкозернистыми, перекристаллизованными известняками с включениями битума. *Доманиковый горизонт.* Он сложен темно-серыми, почти черными известняками с обломками фаунистических остатков.

Донской надгоризонт. Ливенский+евлановский+воронежский+мендынский горизонты. Рифовый тип разреза сложен светло-серыми известняками с прослойми глинисто-битуминозных сланцев. Межрифовый тип разреза представлен серыми известняками с детритом, прослойми доломитов, стиллолитов, сланцев.

Фаменский ярус. Состоит из светло-серых, сильно доломитизированных известняков, которые потом переходят в известковистые доломиты. Верхнефаменские отложения представлены серыми с коричневым и зеленоватым оттенками, микрозернистыми известняками с детритом, с примазками глин и битума.

Каменноугольная система.

Нижний отдел. Турнейский ярус. Сложен в нижней части толщи светло-серыми, микро-тонкозернистыми, плотными известняками, с глинистыми примазками и включениями битума. Средняя часть сложена коричневато-серыми известняками, с почти черными битуминозно-глинистыми примазками и прослойями плит черного аргиллита. В кровле - светло-серые известняки с темно-серыми глинистыми примазками, с прослойями почти черного, глинистого, битуминозного известняка.

Визейский ярус: Радаевский горизонт. Сложен почти черными, углистыми, прослойами алевритистыми, плитчатыми, алевролитами, неравномерно глинистыми аргиллитами и кварцевыми, мелкозернистыми песчаниками. К проницаемым разностям песчаников и алевролитов приурочен нефтенасыщенный пласт *C₁rd (Pd)*.
Бобриковский горизонт. Сложен песчаниками и переслаивающимися песчано-алевролито-глинистые породами с редкими прослойами каменных углей, оолитовых известняков и каолинитовых глин. *Тульский горизонт.* Представлен пачками двух типов – терригенный и карбонатный. Терригенная пачка сложена переслаивающимися неравномерно глинистыми алевролитами, плитами аргиллитов с углистыми растительными остатками, включениями пирита, песчаниками. К этой части приурочены нефтяные пласти *C₁tl (Tл_{2-б})* и *C₁tl (Tл_{2-а})*. Карбонатная пачка представлена серыми известняками с сильно глинистыми, неравномерно доломитизированными прослойами. К проницаемым разностям известняков и песчаников приурочены нефтяные пласти *C₁tl (Tл_{1-б})*, *C₁tl (Tл_{1-а})*, *C₁tl (Tл_{1-а})*.

Серпуховский ярус. Сложен в нижней части карбонатными породами: светло-серые, неравномерно известковистые, плотные доломиты; светло-серые, участками зеленоватые, плотные и трещиноватые известняки с примазками

зеленовато-серой глины. В верхней части - светло-серые, плотные, крепкие, массивные известняки с глинистыми примазками.

Средний отдел. Башкирский ярус. Сложен внизу - светло-серыми, детритовыми, редко оолитовыми известняками с глинистыми примазками. Вверху - светло-серые с зеленоватым и коричневатым оттенками известняки с редкими прослойями аргиллитов и доломитов. В кровле башкирского яруса выделяется нефтяной пласт C_{2b} (*Би*).

Московский ярус. Верейский горизонт. Сложен переслоями темно-серых, детритовых, плотных, доломитизированных известняков и темно-серых, зеленоватых аргиллитов с редкими прослойями доломитов, мергелей, алевролитов.

Каширский горизонт. Сложен аналогичными известняками с прослойями доломитов и редкими маломощными прослойями аргиллитов в нижней части горизонта. К проницаемым разностям каширского и верейского горизонтов приурочены продуктивные пласти C_{2vr} (*BзB₄*) и C_{2ks-vr} (*KB₁*).

Подольский горизонт. Сложен светло-серыми, коричневатыми, микрозернистыми известняками с глинистыми примазками и светло-серыми с коричневатым оттенком, микротонзернистыми, с остаточной органогенной структурой доломитами, чередующимися между собой, преобладают известняки. *Мячковский горизонт.* Представлен известняками и доломитами, неравномерно чередующимися между собой. Известняки и доломиты аналогичны Подольскому горизонту.

Верхний отдел. Сложен известняками и доломитами, в нижней части преобладают известняки, в верхней - доломиты. Известняки и доломиты аналогичны Подольскому горизонту. Также имеются органические остатки, представленные обломками брахиопод, мшанок, члениками криноидей.

Пермская система.

Нижний отдел. Ассельский + сакмарский ярусы. Представлены чередованием серых, плотных, крепких доломитов и серых, плотных, очень крепких известняков с тонкими прослойями ангидритов. *Артинский ярус.* Сложен внизу преимущественно от светло-серых до темно-серых, плотных известняков с редкими прослойями темно-коричневых, плотных, крепких доломитов небольшой мощности.

Кунгурский ярус. Филипповский горизонт. Сложен внизу - прослойми ангидрита, вверху - неравномерно доломитизированными известняками, в верхней части переходящими в доломит с примазками битума. *Иренский горизонт.* Представлен переслоением голубовато-серых, кристаллических, плотных, крепких ангидритов с прослойми слоистых, плотных, крепких доломитов.

Уфимский ярус. Соликамский горизонт. Сложен в нижней части сульфатно-карбонатной пачкой, которая сложена светло-желтовато-серыми, плотными, крепкими доломитами и коричневато-серыми, плотными, крепкими, окремнельными известняками с прослойми ангидритов. Верхняя терригенно-карбонатная пачка представлена песчаниками, глинами и алевролитами с прослойми известняков и доломитов. *Шешминский горизонт.* Представлен толщей пестроокрашенных терригенных пород: алевролитов, аргиллитов, глин, песчаников, в различной степени переслаивающихся между собой, с включениями линз и тонкими прослойми мергелей и известняков, с прослойми белого и розового гипса-селенита.

Четвертичная система

Отложения представлены суглинками и глинами, мелкими обломками доломитов и известняков, песками, супесями с галькой кварца и яшм.

2.3. Нефтегазоносность

Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения фаменского яруса D3fm (пласт Фм1), карбонатные отложения турнейского яруса C1t (пласт Т), терригенные отложения радаевского горизонта C1rd (пласт Рд), терригенные отложения бобриковского горизонта C1bb (пласт Бб), терригенные отложения тульского горизонта C1tl (пласти: Тл2-а, Тл2-б), терригенно-карбонатные отложения тульского горизонта C1tl (пласти: Тл1-а, Тл1-б, Тл1-в), карбонатные отложения башкирского яруса C2b (пласт Бш), карбонатные отложения верейского и каширского горизонтов C2vr, C2ks (пласти: В3В4, КВ1).

Всего выделяется пять нефтегазоносных комплексов:

- Верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс;
- Визейский терригенный нефтегазоносный комплекс;
- Верхневизейско-башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс;
- Каширско-гжельский карбонатный нефтегазоносный комплекс;
- Верейский терригенно-карбонатный нефтегазоносный комплекс.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс

Фаменский ярус. Залежь вскрыта пятью скважинами и двумя БС. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке (далее а. о.) -1326,7 м. В разрезе залежи выделяется от четырех до шести пропластков, толщиной от 0,3 до 1,4 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 2,1 до 5,1 м, эффективная нефтенасыщенная – от 2,1 до 5,1 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,236 д. ед, коэффициент расчлененности – 6,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

Турнейский ярус. Р-н скв. 313. Залежь вскрыта 80 скважинами и тремя БС. ВНК определен на а. о. -1274 м. В разрезе залежи выделяется от двух до 11 пропластков, толщиной от 0,2 до 9,0 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,9 до 14,3 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,9 до 14,3 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,422 д. ед, коэффициент расчлененности – 4,7 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

Р-н скв. 412. Залежь вскрыта 132 скважинами и восемью БС. Уровень ВНК имеет сложное строение и определен в диапазоне а. о. -1266-1271,2 м. В разрезе залежи выделяется от одного до 15 пропластков, толщиной от 0,1 до 8,5 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 1,1 до 28,6 м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,1 до 28,6 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,418 д. ед, коэффициент расчлененности – 6,6 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

Визейский терригенный нефтегазоносный комплекс

Радаевский горизонт. Р-н скв. 329. Залежь вскрыта семью скважинами. ВНК определен на а. о. -1249,8 м. В разрезе залежи выделяется от одного до трех

пропластков, толщиной от 0,3 до 2,7 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 1,5 до 5,3 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,8 до 3,6 м. Коэффициент песчанистости равен 0,348 д. ед, расчлененности – 2,2 д. ед. Водонефтяная зона составляет 78,8% от общего объема залежи.

P-н скв. 355. Залежь вскрыта пятью скважинами и одним БС. ВНК определен на а. о. -1250,2 м. В разрезе залежи выделяется от одного до трех пропластков, толщиной от 0,5 до 3,1 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 1,6 до 4,5 м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,4 до 3,6 м. Коэффициент песчанистости – 0,346 д. ед, расчлененности – 1,3 д. ед. Водонефтяная зона составляет 49,4% от общего объема залежи.

P-н скв. 313. Залежь вскрыта 39 скважинами и двумя БС. ВНК определен на а. о. -1255,2 м. В разрезе залежи выделяется от одного до четырех пропластков, толщиной от 0,1 до 3,0 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,8 м до 6,8 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,6 до 4,2 м. Водонасыщенная толщина в пределах залежи изменяется от 0,5 до 5,0 м. Коэффициент песчанистости – 0,352 д. ед, расчлененности – 2,1 д. ед. Водонефтяная зона составляет 49,1% от общего объема залежи.

P-н скв. 49. Залежь вскрыта 78 скважинами и двумя БС. Уровень ВНК имеет сложное строение и определен в диапазоне а. о. -1250-1260,9 м. В разрезе залежи выделяется от одного до четырех пропластков, толщиной от 0,4 до 7,8 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,6 до 9,9 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,6 до 9,9 м. Коэффициент песчанистости – 0,405 д. ед, расчлененности – 2,1 д. ед. Водонефтяная зона составляет 41,6% от общего объема залежи.

P-н скв. 68. Залежь вскрыта семью скважинами и одним БС. ВНК определен на а. о. -1241,3 м. В разрезе залежи выделяется от одного до двух пропластков, толщиной от 0,3 до 2,4 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,5 до 2,7 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,4 до 2,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,215 д. ед, расчлененности – 1,6 д. ед. Водонефтяная зона составляет 51,1% от общего объема залежи.

P-н скв. 75. Залежь вскрыта пятью скважинами и двумя БС. ВНК определен на а. о. -1242,6 м. В разрезе залежи выделяется от одного до двух пропластков, толщиной от 0,3 до 3,0 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,6 до 3,0 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,5 до 3,0 м. Коэффициент песчанистости – 0,205 д.ед, расчлененности – 1,3 д. ед. Водонефтяная зона составляет 23,3% от общего объема залежи.

Бобриковский горизонт. P-н скв. 313. Залежь вскрыта 67 скважинами и тремя БС. ВНК определен в диапазоне а. о. -1231-1241,5 м. В разрезе залежи выделяется от одного до 17 пропластков, толщиной от 0,2 до 9,8 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 1,1 до 24,6 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,4 до 18,7 м. Коэффициент песчанистости – 0,592 д. ед, расчлененности – 4,2 д. ед. Водонефтяная зона составляет 95,4% от общего объема залежи.

P-н скв. 412. Залежь вскрыта 135 скважинами и семью БС. Уровень ВНК определен в диапазоне а. о. -1234,4-1241,6 м. В разрезе залежи выделяется от одного до девяти пропластков, толщиной от 0,2 до 18,6 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 1,1 до 26,1 м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,1 до 23,9 м. Коэффициент песчанистости – 0,476 д. ед, расчлененности – 3,9 д. ед. Водонефтяная зона составляет 67,4% от общего объема залежи.

Тульский горизонт. Пласт C1tl (Tл2-6). Таныпское поднятие.
Основная залежь. Залежь вскрыта 155 скважинами и шестью БС. ВНК определен на а. о. -1233,9 м. В разрезе залежи выделяется от одного до шести пропластков, толщиной от 0,2 до 11,5 м. толщина пласта в пределах залежи изменяется от 1,6 до 17,7 м, составляя в среднем – 8,1 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,3 до 15,3 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,3 до 15,3 м. Коэффициент песчанистости – 0,530 д. ед, расчлененности – 1,8 д. ед. Водонефтяная зона вскрыта двумя скважинами, составляет 16,1% от общего объема залежи.

P-н скв. 68. Залежь вскрыта 37 скважинами и тремя БС. ВНК определен на а. о. -1235 м. В разрезе залежи выделяется от одного до трех пропластков, толщиной от 0,3 до 2,9 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,3 до 5,1 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,3 до 4,1 м. Коэффициент песчанистости – 0,259 д. ед,

расчлененности – 1,5 д. ед. Водонефтяная зона составляет 7,4% от общего объема залежи.

Петуховское поднятие. Р-н скв. 314_р. Залежь вскрыта одной скважиной. ВНК определен на абсолютной отметке -1267,7 м. В разрезе залежи выделяется три пропластка толщиной 1,0 м, 1,4 м и 8,3 м. Эффективная толщина – 10,7 м, эффективная нефтенасыщенная – 10,7 м. Коэффициент песчанистости – 0,770 д. ед, расчлененности – 3,0 д. ед. Водонефтяная зона не вскрыта скважиной, составляет 81,2% от общего объема залежи.

Р-н скв. 601. Залежь вскрыта одной скважиной. ВНК определен на абсолютной отметке -1260,7 м. В разрезе залежи выделяется один пропласток толщиной 1,4 м. Эффективная толщина – 1,4 м, эффективная нефтенасыщенная – 1,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,583 д. ед, расчлененности равен 1,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 59,2% от общего объема залежи.

Пласт С₁tl (Тл_{2-а}). Таныпское поднятие, р-н скв. 68. Залежь вскрыта 19 скважинами и двумя БС. ВНК определен на а. о. -1215,7 м. В разрезе выделяется от одного до двух пропластков, толщиной от 0,3 до 1,6 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,3 до 1,6 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,3 до 1,6 м. Коэффициент песчанистости – 0,167 д. ед, расчлененности равен 1,1 д. ед. Водонефтяная зона составляет 6,7% от общего объема залежи.

Р-н скв. 215. Залежь вскрыта одной скважиной. ВНК определен на абсолютной отметке -1212,6 м. В разрезе выделяется один пропласток толщиной 1,6 м. Общая толщина пласта – 9,2 м, эффективная толщина – 1,6 м, эффективная нефтенасыщенная – 1,6 м. Коэффициент песчанистости – 0,174 д.ед, расчлененности равен 1,0 доли ед. Водонефтяная зона составляет 16,3% от общего объема залежи.

Петуховское поднятие, Р-н скв. 314_р. Залежь вскрыта одной скважиной. ВНК определен на а. о. -1251,2 м. В разрезе залежи выделяются два пропластка толщиной 0,8 м и 1,1 м. Эффективная толщина – 1,9 м, эффективная нефтенасыщенная – 1,9 м. Коэффициент песчанистости – 0,475 д. ед, расчлененности равен 2,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 73,7% от общего объема залежи.

P-н скв. 601. Залежь вскрыта тремя скважинами. ВНК определен на а. о. - 1258,9 м. В разрезе залежи выделяется от одного до четырех пропластков, толщиной от 0,4 м до 4,1 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 2,4 до 5,0 м, эффективная нефтенасыщенная – от 2,4 до 5,0 м. Коэффициент песчанистости – 0,576 д. ед, расчлененности равен 2,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 60,2% от общего объема залежи.

Верхневизейско-башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс

Тульский горизонт. Пласт C₁tl (Тл_{1-в}). *Таныпское поднятие, основная залежь.* Залежь вскрыта 208 скважинами и десятью БС. ВНК определен на а. о. -1214 м. В разрезе залежи выделяется от одного до трех пропластков, толщиной от 0,1 м до 2,5 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 до 3,0 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,4 до 3,0 м. Коэффициент песчанистости – 0,396 д. ед, расчлененности – 1,4 д. ед. Водонефтяная зона составляет 5,5% от общего объема залежи.

P-н скв. 34_st. Залежь вскрыта одной скважиной. УПУ определен на а. о. - 1213,8 м. В разрезе залежи выделяется два пропластка толщиной 0,8 и 0,4 м. Эффективная толщина пласта – 1,2 м, эффективная нефтенасыщенная – 1,2 м. Коэффициент песчанистости – 0,428 д. ед, расчлененности равен 2,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 13,8% от общего объема залежи.

Пласт C₁tl (Тл₁₋₆). *Таныпское поднятие, основная залежь.* В контуре нефтеносности залежи 148 скважин и четыре БС. УПУ определен на а. о. -1214 м. В разрезе выделяется от одного до пяти пропластков, толщиной от 0,2 до 1,6 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,3 до 3,0 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,3 до 3,0 м. Коэффициент песчанистости – 0,118 д. ед, расчлененности – 1,7 д. ед. Водонефтяная зона составляет 6,0% от общего объема залежи.

P-н скв. 125. В контуре нефтеносности залежи расположены четыре скважины. УПУ определен на а. о. -1194,5 м. В разрезе залежи выделяется от двух до пяти пропластков, толщиной от 0,3 до 1,2 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,7 до 3,0 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,6 до 1,9 м. Коэффициент песчанистости

– 0,241 д. ед, расчлененности равен 3,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 19,9% от общего объема залежи.

Пласт C₁tl (Тл_{1-а}). *Таныпское поднятие.* Залежь вскрыта 223 скважинами и десятью БС. ВНК определен на а. о. -1203,5 м. В разрезе залежи выделяется от одного до пяти пропластков, толщиной от 0,2 м до 2,2 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 до 3,1 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,4 до 3,1 м. Коэффициент песчанистости – 0,363 д. ед, расчлененности равен 1,5 д. ед. Водонефтяная зона составляет 5% от общего объема залежи.

Башкирский ярус. *Таныпское поднятие р-н скв. 313.* Залежь вскрыта 46 скважинами. ВНК определен на а. о. -862 м. В разрезе залежи выделяется от одного до пяти пропластков, толщиной от 0,3 до 7,0 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,5 до 4,9 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,5 до 4,9 м. Коэффициент песчанистости по залежи составляет 0,187 д. ед, коэффициент расчлененности равен 2,7 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

P -n скв. 49. Залежь вскрыта 123 скважинами и одним БС. ВНК определен на а. о. -855,4 м. В разрезе залежи выделяется от одного до 10 пропластков, толщиной от 0,3 до 3,1 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 м до 10,6 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,4 до 10,6 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,226 д. ед., коэффициент расчлененности равен 4,2 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

P-n скв. 75. В контуре нефтеносности залежи расположены восемь скважин. ВНК определен на а. о. -855 м. В разрезе выделяется от одного до пяти пропластков, толщиной от 0,3 до 2,7 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,5 до 3,2 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,5 до 3,2 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,155 д. ед, коэффициент расчлененности – 2,3 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

P-n скв. 55. Залежь вскрыта семью скважинами. ВНК определен на а. о. -855 м. В разрезе залежи выделяется от одного до четырех пропластков, толщиной от 0,4 до 2,4 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 до 4,0 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,4 до 4,0 м. Коэффициент песчанистости залежи составляет 0,154 д. ед,

коэффициент расчлененности равен 2,0 д. ед. Водонефтяная зона составляет 100% от общего объема залежи.

Каширско-гжельский карбонатный и верейский терригенно-карбонатный нефтегазоносные комплексы

Пласт C₂vr (B₃B₄). Р-н скв. 313. Залежь вскрыта 44 скважинами. ВНК определен на а. о. -833 м. В разрезе залежи выделяется от двух до семи пропластков, толщиной от 0,3 до 4,2 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 2,3 до 7,5 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,6 до 6,3 м. Коэффициент песчанистости по залежи составляет 0,294 д. ед, коэффициент расчлененности равен 3,9 д. ед. Водонефтяная зона составляет 92,3% от общего объема залежи.

Р-н скв. 49. Залежь вскрыта 167 скважинами и одним БС. ВНК определен на а. о. -834,8 м. В разрезе залежи выделяется от двух до восьми пропластков, толщиной от 0,2 до 3,9 м. Эффективная толщина пласта в пределах залежи изменяется от 1,2 до 7,7 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,3 до 7,4 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,281 д. ед, коэффициент расчлененности равен 4,4 д. ед. Водонефтяная зона составляет 58,8% от общего объема залежи.

Пласт C₂Ks-vr (KB₁). Таныпское поднятие. Залежь вскрыта 245 скважинами и одним БС. ВНК определен на а. о. -797 м. В разрезе залежи выделяется от одного до семи пропластков, толщиной от 0,3 до 3,1 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 до 5,1 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,4 до 5,1 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,148 д. ед, коэффициент расчлененности равен 3,6 д. ед. Водонефтяная зона составляет 51,8% от общего объема залежи.

3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА С1TL-ВВ (ТЛ2-ББ-МЛ)

3.1. Характеристика коллекторских свойств и энергетических условий

В визейский объект входят пласти C₁rd (Рд), C₁bb (Бб₁), C₁tl (Тл_{2-б}), C₁tl (Тл_{2-а}). В большинстве скважин на объекте вскрыто совместно в различных сочетаниях несколько пластов.

Для данного объекта начальное пластовое давление находится в диапазоне 14,1–14,9 МПа, а пластовая температура – в диапазоне 28,9–30,9 °C.

В таблице 3.1 представлены коллекторские свойства пластов по данным исследования керна, ГИС и ГДИ.

Таныпское поднятие

Пласт C₁rd (Рд). Начальное пластовое давление равно 14,5–14,9 МПа.

Начальная пластовая температура равна 30,5–30,9 °C.

Для района скв. 313 – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равны 21,5% и 304,9 мкм²*10⁻³, по данным ГИС – 22,9% и 712,2 мкм²*10⁻³. Коэффициент нефтенасыщенности по керну составил 0,820.

Для района скв. 49 – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равны 13,3% и 31,2 мкм², по данным ГИС – 22,1% и 517,1 мкм², а по данным ГДИ среднее значение проницаемости равно 898 мкм²*10⁻³.

Пласт C₁bb (Бб₁). Начальное пластовое давление составляет 14,5 МПа.

Начальная пластовая температура составляет 29,4 °C.

Для района скв. 313 – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равны 21,8% и 1044,7 мкм²*10⁻³, по данным ГИС – 22,4% и 1804,7 мкм²*10⁻³, по данным ГДИ среднее значение проницаемости равно 230 мкм²*10⁻³. Коэффициент нефтенасыщенности 0,827.

Для района скв. 412 – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равны 21,4% и 705,3 мкм²*10⁻³, по данным ГИС – 23,7% и 933,2 мкм²*10⁻³. Коэффициент нефтенасыщенности 0,864.

Таблица 3.1

Коллекторские свойства пластов объекта C₁tl-bb (Гл₂-Бб-Р₁)

№ п/п	Параметры, метод определения	Таныкское месторождение				Петуховское месторождение			
		Пласт C1rd (Ми)	Пласт C1bb (Бб)	Пласт C1tl (Гл2-б)		Пласт C1tl (Гл2-а)	Пласт C1tl (Гл2-б)	Пласт C1tl (Гл2-а)	
				основная залежь	р-н скв. 68			р-н скв. 314	р-н скв. 601
1 Коэффициент пористости									
Керн		6	22	17	2	4	1	1	2
количества скважин		10,3	123,1	72,3	1,6	7,4	8,3	1,1	5,3
охарактеризованная эффективная толщина, м		31	203	144	2	20	5	10	8
1.1 количество определений		0,100	0,097	0,103	0,112	0,105	0,196	0,165	0,138
минимальное значение, доли ед.		0,276	0,307	0,305	0,113	0,240	0,217	0,217	0,240
максимальное значение, доли ед.		0,210	0,216	0,243	0,113	0,184	0,210	0,204	0,174
среднее значение, доли ед.									
ГИС									
количества скважин		125	181	123	28	17	1	1	3
1.2 минимальное значение, доли ед.		0,130	0,126	0,121	0,124	0,169	0,198	0,197	0,169
максимальное значение, доли ед.		0,298	0,308	0,317	0,241	0,257	0,213	0,208	0,242
среднее значение, доли ед.		0,224	0,241	0,238	0,174	0,210	0,211	0,203	0,210
2 Коэффициент проницаемости									
Керн		4	19	13	1	4	1	1	2
количества скважин		10,3	123,1	72,3	1,6	7,4	8,3	1,1	5,3
охарактеризованная эффективная толщина, м		27	168	106	1	20	4	10	8
2.1 количество определений		14,7	3,3	9,56	147,00	2,36	309,00	45,50	2,36
минимальное значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		2527	6360	5302	147		564	467	396
максимальное значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		280,2	844,5	1393,2	147,0		378,1	220,0	29,4
среднее значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$									
ГИС									
количества скважин		125	181	123	28	1	1	1	3
2.2 минимальное значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		11,1	9,4	7,6	8,6	196,8	188,6	57,8	
максимальное значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		53,02*	53,02*	53,02*	1210,5		370,8	300,2	1262,7
среднее значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		576,1	1133,2	970,2	72,7	336,2	246,8	333,1	
ГДИ									
количества скважин		2	-	9	4	-	-	-	3
2.3 количество определений		2	-	9	4	-	-	-	3
минимальное значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		230	-	19	68	-	-	-	282
максимальное значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		1566	-	2780	197	-	-	-	1134
среднее значение, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$		898	-	19-2780	137	-	-	-	506

Пласт С₁tl (Тл_{2-б}). Начальное пластовое давление равно 14,3-14,4 МПа. Начальная пластовая температура равна 29,3 °С.

Для основной залежи – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равны 24,3% и $1393,2 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГИС – 23,8% и $970,2 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГДИ среднее значение проницаемости равно 19- $2780 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$. Коэффициент нефтенасыщенности 0,866.

Для района скв. 68 – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равны 11,3% и $147,0 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГИС – 17,4% и $72,7 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГДИ среднее значение проницаемости составило $137 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$.

Петуховское поднятие

Для района скв. 314 – По данным исследования керна средние значения пористости и проницаемости составили 21,0% и $378,1 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГИС - составили 21,1% и $336,2 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$. Коэффициент нефтенасыщенности 0,927.

Пласт (Тл_{2-а}). Начальное пластовое давление равно 14,1-14,2 МПа. Начальная пластовая температура равна 28,9 °С.

Для района скв. 68 – Средние значения пористости и проницаемости по данным исследования керна равно 12,5% и $102,1 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГИС - 21,7% и $430,3 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$.

Для района скв. 314 – По данным исследования керна средние значения пористости и проницаемости составили 20,4% и $220,0 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$, по данным ГИС - составили 20,3% и $246,8 \text{ мкм}^2 * 10^{-3}$. Коэффициент нефтенасыщенности 0,907.

3.2. Физико-химические свойства пластовых флюидов

В таблице 3.2 представлены средние значения свойств нефти объекта по данным отбора проб.

Таблица 3.2

Свойства пластовой и дегазированной нефти

Параметр	Стандартное (P21)						Типическое (P16)						Петуховское (P16)						
	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.	C11d (P16)	C11d (P16/Б6)	C11d (P16/Б6)	C11d (P16/3)	C11d (P16/2-8)	C11d (P16/2-6)	C11d (P16/2-5)	C11d (P16/2-4)	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.	P-H свб.
Свойства пластовой нефти																			
Количество исследованных глубинных проб (скважин):																			
1	-	4/4 (1)	1/1 (1)	10/9 (2)	-	-	3 (1) / 2 (1)	7 (3) / 3 (2)	3 (1) / 3 (1)	-	-	-	32/28 (1)	-	24/23 (3)	-	-	-	-
2	Давление пластовое, МПа	14,5	14,7	14,9	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,4	14,3	14,2	14,1	15,1	15,0	15,0	14,9	15,0	14,9
3	Температура пластовая, °C	30,6	30,7	30,9	30,5	30,6	29,4	29,4	29,0	29,3	28,9	28,9	30,0	29,8	29,3	29,1	29,1	29,0	29,1
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	10,6	9,5	9,8	10,6	10,6	9,9	11,1	10,6	10,6	10,6	10,6	9,9	9,9	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
5	Газосодержание стандартная сепарация, м ³ /т	71,6	61,3	59,4	71,6	71,6	58,7	74,6	66,1	66,1	81,1	81,1	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	-	-	54,8	-	-	-	-	-	-	-	-	67,1	67,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1
7	Плотность нефти в условиях пласт., кг/м ³	824	836	842	824	824	824	829	829	829	829	829	829	829	829	829	829	829	815
8	Вязкость нефти в условиях пласт., мПа·с	3,99	5,20	6,00	3,99	3,99	3,99	4,44	3,71	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29	3,91
9	Коэффициент склонности пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,79	6,77	5,53	7,97	8,79	8,79	5,73	7,59	6,84	7,03	7,22	7,43	6,74	6,87	7,21	7,36	7,21	7,36
Плотность выделяющегося газа в стандартных условиях, кг/м ³ :																			
10	— при однократном (стандартном) разгазировании	1,266	1,305	1,235	1,266	1,266	1,266	1,319	1,246	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,400
	— при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-	-	1,044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,165	1,165	1,165	1,148
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³ :																			
11	— при однократном (стандартном) разгазировании	881	880	886	881	881	881	878	887	881	881	881	881	849	849	862	862	862	862
	— при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-	-	883	-	-	-	-	-	-	-	-	-	840	840	856	856	856	856
12	Объемный коэффициент, доли си.	1,163	1,132	1,105	1,163	1,163	1,163	1,138	1,160	1,151	1,151	1,151	1,151	1,138	1,138	1,128	1,128	1,128	1,128
Свойства дегазированной нефти*																			
13	Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	-	1/1 (1)	1/1 (1)	6/5 (4)	-	-	-	10 (7) / 9 (6)	5 (4) / 5 (4)	-	-	-	7/7 (1)	-	10/9 (3)	-	-	-
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	877	875	896	877	877	877	885	885	886	886	886	886	847	847	864	864	864	864
Вязкость дегазированной нефти, мПас:																			
15	— при 20 °C	18,66	17,19	32,97	18,66	18,66	18,66	24,28	24,28	26,13	26,13	26,13	6,33	6,33	11,54	11,54	11,54	11,54	11,54
	— при 50 °C	6,96	6,27	10,51	6,96	6,96	6,96	8,33	8,33	8,67	8,67	8,67	3,09	3,09	4,78	4,78	4,78	4,78	4,78
16	Температура застывания дегазированной нефти, °C	-17,0	-	-	-17,0	-17,0	-17,0	-17,1	-17,1	-12,5	-12,5	-12,5	-14,8	-14,8	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4
17	Массовое содержание, %:																		

Параметр	Таныпское поднятие						Петуховское поднятие					
	C10d (P20)	P-H св.	P-H св.	P-H св.	P-H св.	C10 (Tл2-б)	P-H основная затечка	P-H св.	P-H св.	C10 (Tл2-а)	P-H св.	C10 (Tл2-б)
Свойства пластовой нефти												
серы	-	2,06	2,21	2,58	2,06	2,06	2,06	2,08	2,13	2,13	2,13	1,19
смол и спироатетиных	13,39	17,17	17,18	13,39	13,39	16,13	16,13	14,97	14,97	14,97	12,31	15,63
асфальтенов	2,12	2,78	2,82	2,12	2,12	2,12	2,12	4,30	4,30	4,14	4,14	4,14
парафинов	3,27	3,87	5,20	3,27	3,27	3,27	3,27	3,45	3,08	3,08	3,08	3,56
18	Температура плавления парафина, °C	53,3	51,0	53,0	53,3	53,3	53,4	52,5	52,5	52,5	59,2	57,4
Содержание микрокомпонентов, г/т:												
19	ванадий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Температура начала кипения, °C	55,0	69,0	-	55,0	55,0	59,7	59,7	60,6	60,6	60,6	47,4
Фракционный состав (объемное содержание виконитовых, %)												
до 100 °C	6,1	6,0	-	6,1	6,1	6,0	6,0	5,6	5,6	5,6	8,7	8,8
до 150 °C	14,3	15,0	-	14,3	14,3	14,3	14,4	14,4	14,9	14,9	14,9	18,6
до 200 °C	23,1	24,0	-	23,1	23,1	23,1	23,3	23,3	24,3	24,3	28,6	27,6
до 250 °C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,0	39,0
до 300 °C	42,5	45,0	-	42,5	42,5	45,5	45,5	44,3	44,3	44,3	51,9	48,0

Пласт C1rd (Рд). Для района скв. 313. При анализе проб получены следующие параметры нефти: газосодержание – 54,8 м³/т, плотность при Р_{пл} и t_{пл} – 0,842 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,883 г/см³ (тяжелая), динамическая вязкость – 5,70 мПа*с (маловязкая), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,105.

Свойства нефти изучены также при стандартной сепарации: газосодержание составило 59,4 м³/т, плотность при стандартных условиях – 0,886 г/см³ (тяжелая), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,139.

Для района скв. 49. При отборе и анализе проб были получены параметры нефти: газосодержание – 71,6 м³/т, плотность при Р_{пл} и t_{пл} – 0,824 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,881 г/см³ (тяжелая), динамическая вязкость – 3,99 мПа*с (незначительной вязкости), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,163.

В среднем по данным проб в составе нефти содержится асфальтенов – 2,12 % масс., смол – 13,39 % масс., парафина – 3,27 % масс., серы – 2,06 % масс. Определены ее плотность – 0,877 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 21,28 мм²/с, выход керосиновых фракций – 55,0 % об. Такая нефть является высокосмолистой, парафинистой, сернистой.

Для района скв. 355. При отборе и анализе проб были получены следующие параметры нефти: газосодержание – 61,3 м³/т, плотность при Р_{пл} и t_{пл} – 0,836 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,880 г/см³ (тяжелая), динамическая вязкость – 5,20 мПа*с (маловязкая), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,132.

По результатам анализа нефть в своем составе содержит асфальтенов – 2,78 % масс., смол – 17,17 % масс., парафина – 3,87 % масс., серы – 2,21 % масс. Определены ее плотность – 0,875 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 19,64 мм²/с, выход керосиновых фракций – 45,0 % об. Такая нефть является высокосмолистой, парафинистой, сернистой.

Для района скв. 329. В своем составе нефть содержит асфальтенов 3,33 % масс., смол – 14,70 % масс., парафина – 3,20 % масс. Определены ее плотность –

0,885 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 16,42 мм²/с, фракционный состав и содержание серы не определено. Такая нефть является смолистой, парафинистой.

По своим параметрам она близка устьевой нефти из одноименного пласта Таныпского поднятия, р-н скв. 355, поэтому параметры пластового флюида приняты по аналогии с данным районом.

Пласт С₁bb (Бб₁). Для района скв. 313. При отборе и анализе проб были получены следующие параметры нефти: газосодержание – 58,7 м³/т, плотность при Р_{пл} и t_{пл} – 0,829 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,878 г/см³ (тяжелая), динамическая вязкость – 4,44 мПа*с (незначительной вязкости), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,138.

Для района скв. 412. При отборе и анализе проб были получены следующие параметры нефти: газосодержание – 74,6 м³/т, плотность при Р_{пл} и t_{пл} – 0,833 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,887 г/см³ (тяжелая), динамическая вязкость – 3,71 мПа*с (незначительной вязкости), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,160.

По результатам исследования поверхностных проб в среднем в составе нефти содержится асфальтенов – 4,30 % масс., смол – 16,13 % масс., парафина – 3,45 % масс., серы – 2,08 % масс. Определены ее плотность – 0,885 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 27,40 мм²/с, выход керосиновых фракций – 45,5% об. Такая нефть является высокосмолистой, парафинистой, сернистой.

Пласт С₁tl (Тл₂₋₆). Основная залежь. При отборе и анализе проб были получены следующие параметры нефти: газосодержание – 66,1 м³/т, плотность при Р_{пл} и t_{пл} – 0,829 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,881 г/см³ (тяжелая), динамическая вязкость – 4,29 мПа*с (незначительной вязкости), объемный коэффициент при Р_{пл} – 1,151.

По результатам исследования поверхностных проб в среднем в составе нефти содержится асфальтенов – 4,14 % масс., смол – 14,97 % масс., парафина – 3,08 % масс., серы – 2,13 % масс. Ее плотность – 0,886 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 29,42 мм²/с, выход керосиновых фракций – 44,3 % об. Такая нефть является высокосмолистой, парафинистой, сернистой.

Петуховское поднятие

Для района скв. 314. При отборе и анализе проб были получены следующие параметры нефти: газосодержание нефти изменялось от 64,3 до 69,0 м³/т, объемный коэффициент - от 1,133 до 1,140 усл. ед., плотность в условиях пласта – от 0,793 до 0,798 г/см³, вязкость в условиях пласта – от 1,78 до 2,63 мПа*с.

По результатам исследования поверхностных проб в среднем в составе нефти содержится асфальтенов – 1,41 % масс., смол – 12,31 % масс., парафина – 3,56 % масс., серы – 1,19 % масс. Определены ее плотность – 0,847 г/см³, кинематическая вязкость при 20оС – 7,47 мм²/с, выход керосиновых фракций – 51,9 % об. Нефть такого состава классифицируется как смолистая, парафинистая, сернистая.

Пласт С1tl (Тл2-а). Для района скв. 601. При отборе и анализе проб были получены следующие параметры нефти: газосодержание – 63,1 м³/т, плотность при Р_{пп} и t_{пп} – 0,815 г/см³, плотность в стандартных условиях – 0,856 г/см³ (средняя по плотности), динамическая вязкость – 3,91 мПа*с (незначительной вязкости), объемный коэффициент при Р_{пп} – 1,128.

По результатам исследования поверхностных проб в среднем в составе нефти содержится асфальтенов – 2,83 % масс., смол – 15,63 % масс., парафина – 3,45 % масс., серы – 1,75 % масс. Определены ее плотность – 0,864 г/см³, кинематическая вязкость при 20°C – 13,34 мм²/с, выход керосиновых фракций – 48,0 % об. Нефть такого состава классифицируется как высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

3.3. Запасы нефти и растворенного газа. Коэффициент нефтеотдачи

В пределах лицензионного участка ПЕМ 12487 НЭ от 18.06.2004 (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ») начальные запасы нефти визейского объекта (пласти Тл_{2-а}, Тл_{2-б}, Бб, Рд), на Таныпском поднятии составляют:

- Геологические А+В₁ – 43168 тыс. т., В₂ – 13 тыс. т.;
- Извлекаемые А+В₁ – 26524 тыс. т., В₂ – 7 тыс. т.

Начальный коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет: для запасов А+В₁ – 0,611, запасов В₂ – 0,538.

Текущие запасы нефти составляют:

- Геологические А+В₁ – 19289 тыс. т., В₂ – 13 тыс. т.;
- Извлекаемые А+В₁ – 2635 тыс. т., В₂ – 7 тыс. т.

Текущий КИН составляет для запасов А+В₁ – 0,553. Накопленная добыча нефти на 01.01.2024 составляет 23889 тыс. т.

Начальные запасы растворенного газа составляют:

- Геологические А+В₁ – 3091 тыс. м³., В₂ – 69 тыс. м³;
- Извлекаемые А+В₁ – 1891 тыс. м³, В₂ – 38 тыс. м³.

Основные выводы по главе 3:

1. Для визейского объекта начальное пластовое давление находится в диапазоне 14,1-14,9 МПа, а пластовая температура – в диапазоне 28,9-30,9 °С.

2. Коллекторские свойства находятся в диапазоне значений: пористость – от 11,3 до 24,3%, проницаемость – от 19 до 1804,7 мкм², нефтенасыщенность – от 0,820 до 0,866 д. ед.

3. Средние значения свойств нефти визейского объекта составляют: плотность в пластовых условиях – 0,832 г/см³, в стандартных условиях – 0,882 г/см³, газосодержание – 65,0 м³/т, динамическая вязкость – 4,463 мПа*с, объемный коэффициент – 1,144. Можно сделать вывод, что данная нефть тяжелая и маловязкая. По данным исследования поверхностных проб нефть является высокосмолистой, парафинистой, сернистой.

3. Текущий КИН составляет для запасов кат. А+В₁ – 0,553. Накопленная добыча нефти на 01.01.2024 составляет 23889 тыс. т.

4. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВИЗЕЙСКОГО ОБЪЕКТА

4.1. Краткая история разработки

Визейский объект был введен в пробную эксплуатацию в 1958 году на основании «Проекта пробной эксплуатации» пятью скважинами (9, 16, 20, 21, 22) на Таныпском поднятии фонтанным способом с дебитом нефти 13,7-76,2 т/сут.

Бурение эксплуатационных скважин проводилось в несколько этапов: в периоды 1959-1963 гг., 1966-1971 гг., 1975-1977 гг., 1991-1993 гг. и 2016-2021 гг.

Данный объект введен промышленную разработку согласно первому проектному документу «Проект разработки яснополянского надгоризонта Таныпского месторождения нефти». Проектом предусмотрена разработка единого объекта в пределах северной и центральной части на Таныпском поднятии с законтурной системой заводнения и по сетке размещения скважин 500x500 м.

В результате сейморазведочных работ в 1967-1968 гг. выявлено Северо-Таныпское поднятие.

Проектными документами «Проект разработки Таныпского месторождения», «Технологическая схема разработки Северо-Таныпской площади» и «Уточненная технологическая схема разработки Северо-Таныпской площади Таныпского месторождения» разработка визейского объекта планировалась скважинами с сеткой размещения скважин 600×600 м с формированием приконтурной системы заводнения. В соответствии с данными проектными документами на объекте продолжено эксплуатационное бурение в периоды 1966-1971 гг., 1975-1977 гг. В период 1965-1977 гг. при текущей компенсации 120-167% велась закачка воды большими. В 1977 году был получен максимальный уровень закачки и составил 4994 тыс. м³.

Из-за роста обводненности добывающих скважин пришлось остановить закачку в 1993 г., когда на объекте в период с 1991 по 1993 гг. на объекте проводилось уплотняющее бурение.

В 1996 г. разведочными работами была открыта нефтяная залежь на Петуховском поднятии визейских отложений.

В 2013 г. объединение объектов C₁tl-bb (Тл₂-Бб-Рд) на Таныпском и Северо-Таныпском поднятиях в один объект предусматривалось «Технологическим проектом разработки Таныпского месторождения».

Разработка планировалась при увеличении охвата объекта воздействием за счет организации избирательного заводнения и бурения 48 скважин (37 доб. и 11 нагн.), перевода скважин с других объектов и ввода скважин из неработающего фонда.

В период с 2017 по 2021 гг. введено 32 скв. (28 доб. и 5 нагн.) в соответствии с проектными решениями на объекте.

В 2018 году была восстановлена закачка на объекте очаговым заводнением в скважинах, введенных из эксплуатационного бурения.

Действующим проектным документом является «Дополнение к технологическому проекту разработки Таныпского нефтяного месторождения Пермского края», выполненным Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (протокол ЦКР № 9073 от 20.12.2023 г.).

Согласно действующему проектному документу для вовлечения в разработку недренируемых запасов на объекте предусмотрено уплотнение сетки скважин за счет применение технологий ОРД и ОРЗ, бурения ННС и бурения боковых стволов в зоны максимальной плотности остаточных запасов.

4.2. Анализ текущего состояния разработки объекта

4.2.1. Анализ текущего состояния

Визейский объект включает в себя два поднятия: Таныпское и Петуховское. На данный момент Петуховское поднятие разрабатывается единичными скважинами. Действующим проектным документом запланировано эксплуатационное бурение 10 добывающих и четырех нагнетательных скважин в 2025-2026 гг. С учетом этого основное внимание в настоящей работе будет уделено Таныпскому поднятию, так как

дополнительных рекомендаций на Петуховском поднятии на дату анализа не требуется.

В 1958 году объект введен в пробную эксплуатацию пятью скважинами (скв. 9, 16, 20, 21, 22) фонтанным способом с дебитом безводной нефти 13,7-76,2 т/сут. С 1958 по 1969 гг. разработка объекта велась нарастающими темпами от 0,1 до 6,4% за счет разбуривания залежи и освоения системы ППД (1960 год), при этом обводненность увеличилась незначительно (до 4,0%).

В 1967-1968 гг. сейморазведочными работами выявлена залежь в северной части месторождения. Залежь разбурена в 1969-1971 гг. всего введено 25 добывающих и 6 нагнетательных скважин. Интенсивное разбуривание позволило достичь максимальных уровней добычи нефти по объекту в 1972 г – 1785,6 тыс. т.

Форсированный отбор жидкости в 1972-1977 гг. с увеличением объемов закачки воды до 4994 тыс. м³ в 1977 г. позволил поддержать стабильные уровни добычи нефти в течение пяти лет (1677 тыс. т в 1976 г.).

В то же время наблюдалось резкое увеличение обводненности продукции (в 1981 составила 90,2 %), в результате началось выбытие высокообводненных добывающих скважин (с 65 до 48 ед.). В связи с этим уровни закачки снижены и в 1993 году закачка полностью остановлена.

Со снижением закачки также снижались уровни добычи жидкости от максимума 3778 тыс. т. в 1977 году до 546 тыс. т. в 1993 году.

В период 1986-1994 гг. наблюдается уменьшение действующего фонда добывающих скважин, в связи с обводнением. В 1987 г. обводненность достигла максимального уровня – 93,5 %.

Период 1994-2016 гг. характеризовался стабильной динамикой показателей добычи нефти и жидкости, достигнутой за счет щадящего отбора жидкости, а также проведения мероприятий (ГРП, РИР, КСПЭО, ТГХВ, перфорационные методы, перевод скважин с других объектов). Годовые уровни добычи нефти увеличились с 35,0 (1994 год) до 72,0 тыс. т (2016 год) при снижении обводненности продукции с 90,6% (1994 год) до 76,8%

(2016 год) при этом действующий добывающий фонд сократился до 30 скважин в 2016 году.

В 2017-2019 году в северной части залежи выполнено эксплуатационное бурение. В 2017 г. на объект введена одна скважина с дебитом нефти 14,6 т/сут. В 2018 г. пробурены три добывающие скважины со средним дебитом нефти 11,3 т/сут и обводненностью 28,2 %, так же на объекте возобновлена закачка – под закачку переведена действующая добывающая скв. 328. В 2019 г. на объект введено десять скважин – восемь под добычу, в том числе две нагнетательные в отработку на нефть, и две под закачку. Начальный дебит по скважинам составил 9-15,2 т/сут, обводненность 11,8-31,1%. Под закачку скважины введены с приемистостью 12,5-55,0 м³/сут.

В 2020-2021 годах бурение продолжено на центральной части залежи. В 2020 году введено из эксплуатационного бурения девять добывающих скважин с дебитом 10,1-15,2 т/сут – все скважины достигли планового дебита. И одна нагнетательная скважина с приёмистостью 43 м³/сут. В 2021 году введено 7 добывающих скважин из бурения, с дебитом 10,1-18,1 т/сут.

Всего за период 2017-2021 на объект из эксплуатационного бурения введено 33 скважины: 28 добывающих и пять нагнетательных. Это позволило увеличить добычу нефти по объекту более чем в 2 раза с 69,2 тыс. т. в 2017 году до 148,3 тыс. т. в 2021 году. Обводненность продукции при этом снизилась с 77,2 до 61,5 %. Действующий фонд в 2021 году составил 59 скважин.

На 01.01.2024 в действующий фонд добывающих скважин входит 58 скв., восемь скважин в нагнетательном фонде.

Динамика основных показателей разработки представлена на рисунке 4.1.

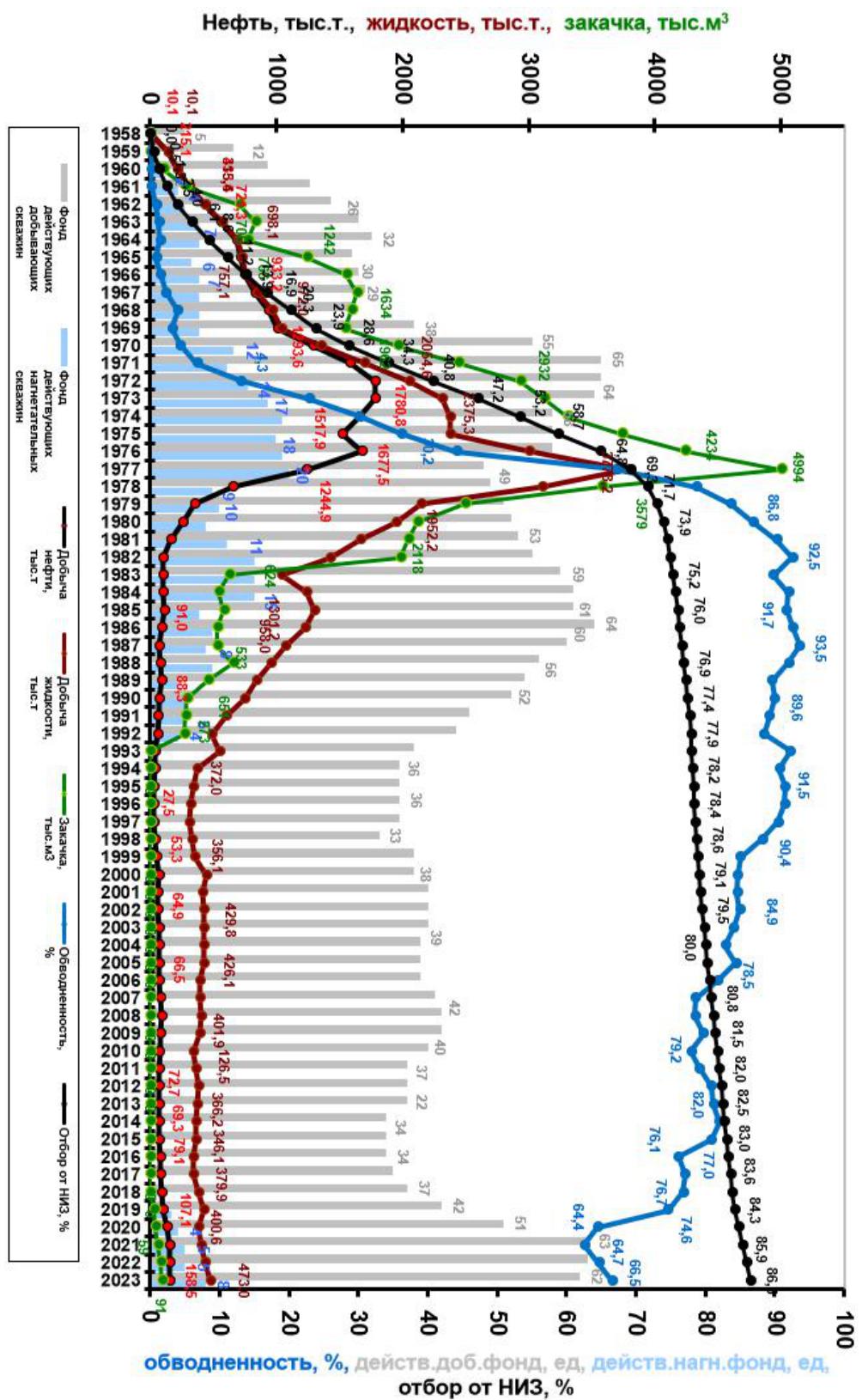


Рис. 4.1. График разработки. Таныпское месторождение. Таныпское полнитие. Визейский объект (Гл2-Бб-РД)

Добыча нефти составила – 158,5 тыс. т., жидкости – 473,0 тыс. т., средний дебит по нефти составил – 7,2 т/сут, по жидкости – 21,4 т/сут. Накопленная добыча нефти составила – 23889 тыс. т., жидкости – 57621 тыс. т. Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин составила – 66,5% при отборе от утвержденных запасов – 86,5%. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) равняется 0,553 д. ед. при проектном – 0,528 д. ед.

Годовая закачка рабочего агента составила – 91,3 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательных скважин составляет – 40,5 м³/сут. За весь период разработки закачано рабочего агента – 54232 тыс. м³. Текущая компенсация отбора составляет – 18,7%, накопленная компенсация – 89,8%.

4.2.2. Анализ карты текущих отборов

Карта текущих отборов представлена на рисунке 4.2.

Зоны максимальных отборов на карте находятся в р-не скв. 1030, а также в р-не скв. 1054 (15,1 и 33,5 т/сут). Стоит отметить, что скважины р-на скв. 1050 имеют обводненность более 90% (367, 1050, 1235, 1043), а скважины р-на скв. 1226 от 53,2 до 88,2% (1224, 1029, 1027, 1030, 1226), что обусловлено хорошей гидродинамической связью с областью питания. В данном районе плотность запасов находится в диапазоне от 0 до 3,0 тыс. т./тыс. м². (проницаемость в данных р-нах по ГИС составляет от 517,1 до 1804,7 мкм²).

Также зоны повышенных отборов наблюдаются в р-не скв. 52, 301 (57,7 и 56,4 т/сут). Обводненность этих двух скважин более 90%.

Зоны минимальных отборов наблюдаются в р-не скв. 71, 47, 117, 1005 (2,0, 3,4, 0,2, 2,7 т/сут соответственно). Скважины этих районов обводнены в среднем на 25-50%, но стоит выделить скважину 1009 с обводненностью 98,8% и дебитом нефти 0,2 т/сут. Такая обводненность свидетельствует о хороших ФЕС, а, как следствие, и гидродинамической связью с нагнетательной скважиной 1006.

4.2.3. Анализ карты накопленных отборов

Карта накопленных отборов представлена ниже на рисунке 4.3.

За все время эксплуатации больше всего отобрано нефти в р-нах скв. 36, 37, 16 (1,111, 1,440, 1,524 млн. т. соответственно).

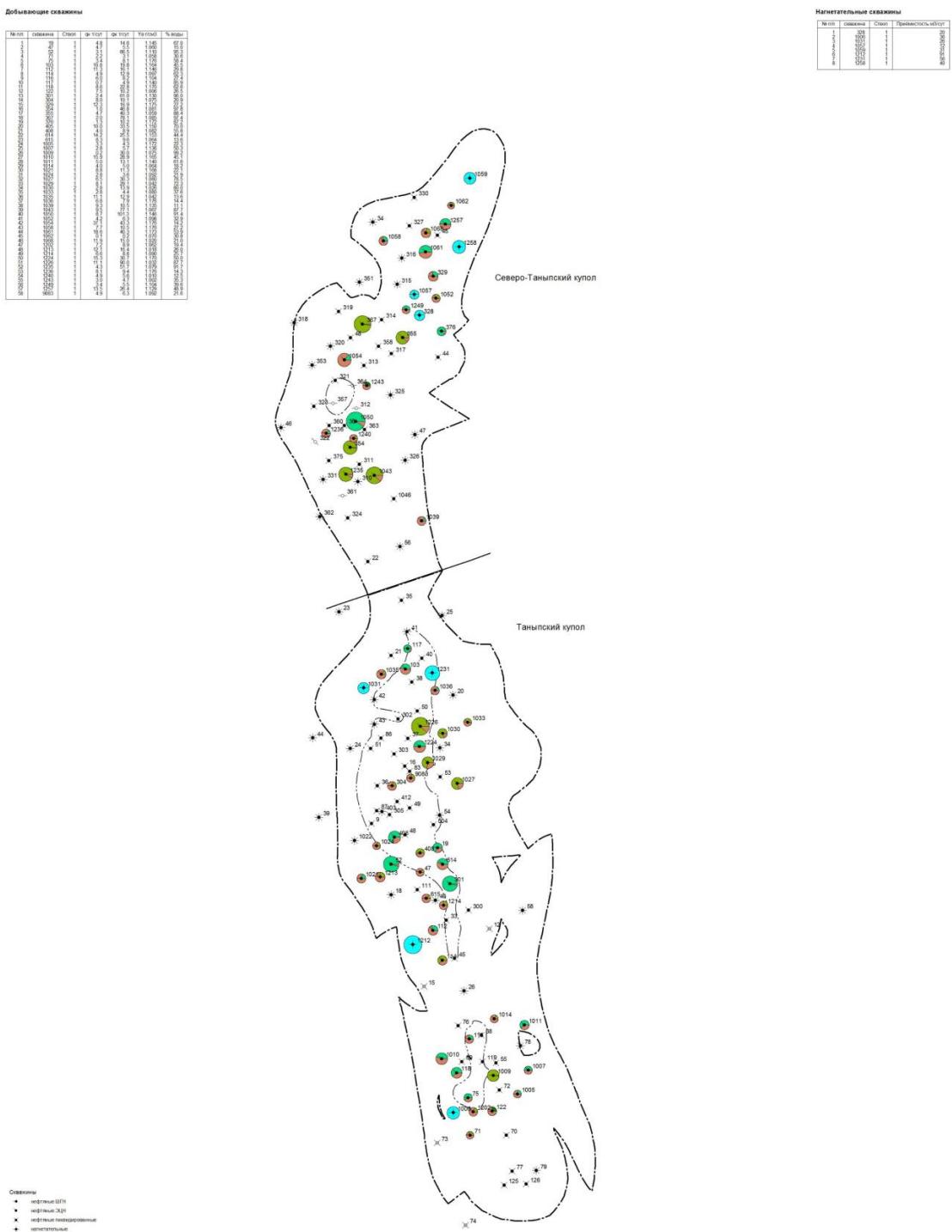
Меньше всего отобрано нефти в районах скв. 363, 18, 83, 87, 412, 504 (16, 595, 252, 688, 92, 122 т. соответственно).

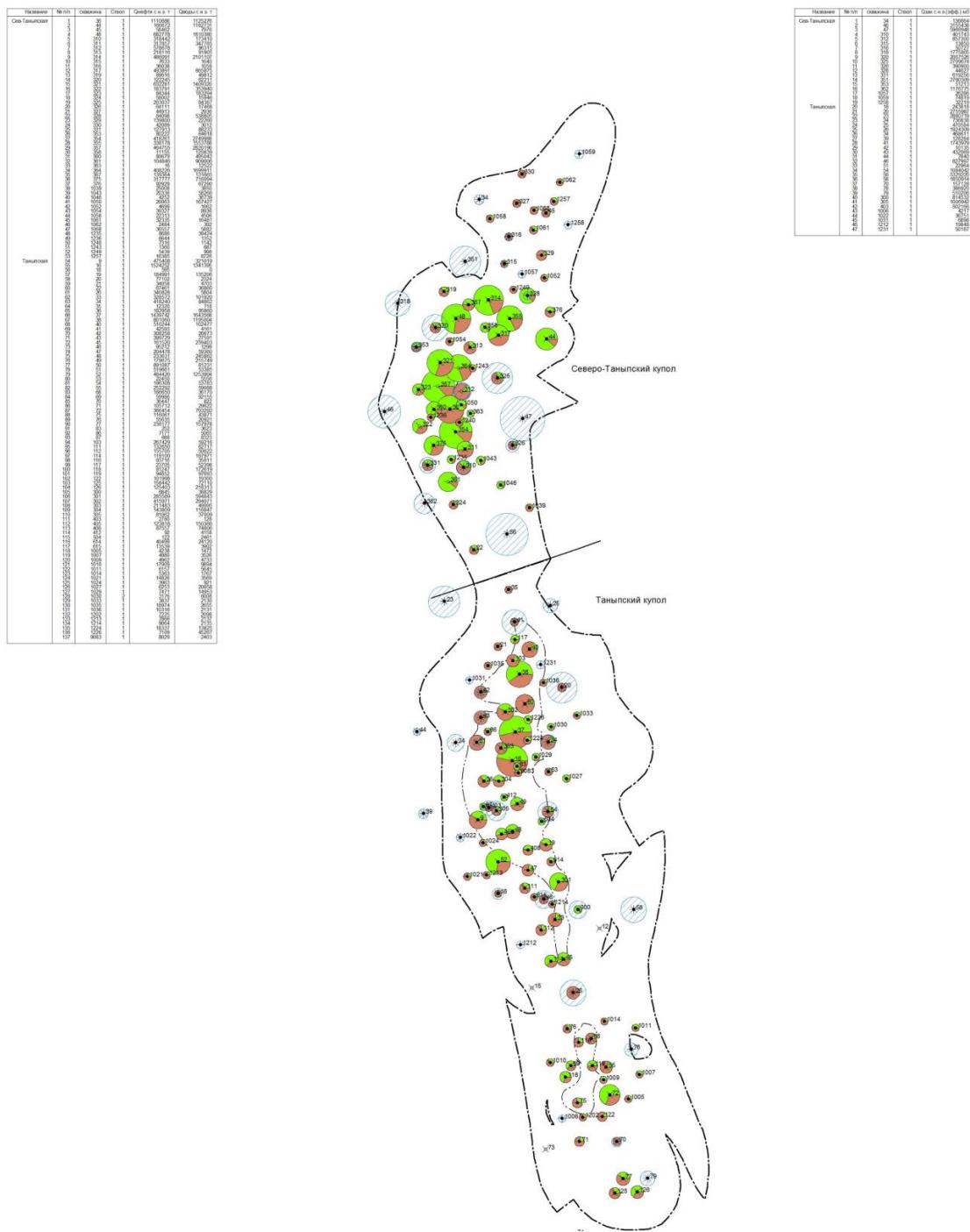
4.2.4. Анализ карты плотности запасов

Карта плотности запасов представлена на рисунке 4.4.

Большая плотность остаточных запасов нефти наблюдается в центральной части залежи в р-не скв. 103, 1224, 405 и в южной части в р-не скв. 75 (0,75-1,35 тыс. т./тыс. м²).

В районах скв. 1061, 367, 1236, 1014 плотность остаточных запасов нефти составляет 0,15-0,45 тыс. т./тыс. м².





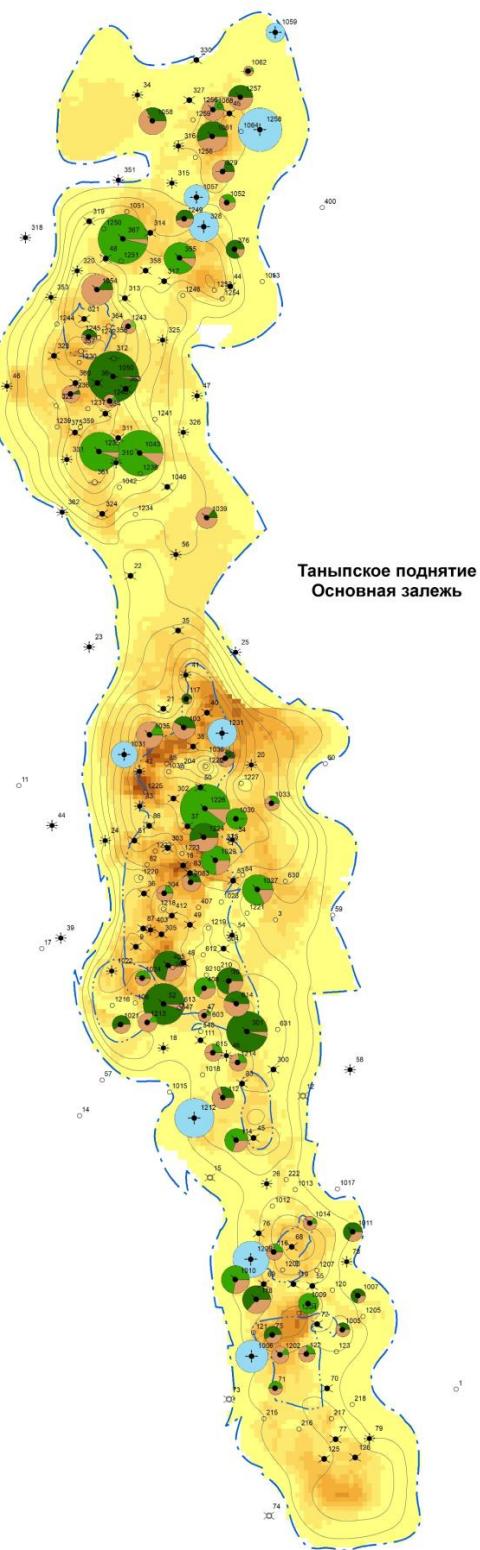


Рис. 4.4. Карта суммарных нефтегазоносных толщин с размещением фактически пробуренного и проектного фонда скважин визейского объекта Таныпского месторождения

4.3. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Для анализа выполнения проектных решений проведено сравнение проектных и фактических показателей разработки за последние пять лет (табл. 4.1.).

Фонд добывающих скважин отличается на одну скв. (проект – 61, факт – 62), фонд нагнетательных скважин – также на одну скв. (проект – 9, факт – 8).

Фактическое значение добычи нефти отличается на 11,0% (проект – 142,8 тыс. т., факт – 158,5 тыс. т.), жидкости – на 7,9% (проект – 438,4 тыс. т., факт – 473 тыс. т.). Отклонение среднего дебита действующих скважин по нефти составляет 5,9% (проект – 6,8 т/сут, факт – 7,2 т/сут), по жидкости составляет 3,4% (проект – 20,7 т/сут, факт – 21,4 т/сут). Фактическое значение накопленной добычи нефти отличается на 0,1% (проект – 23873 тыс. т., факт – 23889 тыс. т.), жидкости – на 0,1% (проект – 57587 тыс. т., факт – 57621 тыс. т.). Отклонение среднего значения обводненности продукции действующего фонда скважин составляет 0,9% (проект – 67,4%, факт – 66,5%). Темп отбора от НИЗ отличается на 0,1% (проект – 0,5%, факт – 0,6%).

Положительное отклонение по добыче связано с большей продуктивностью добывающих скважин за счет проведения геолого-технических мероприятий на действующем фонде, соответственно меньшим темпов обводнения.

Отклонение закачки рабочего агента составляет 19,0% (проект – 112,7 тыс. м³, факт – 91,3 тыс. м³), накопленной закачки – 0,4% (проект – 54254 тыс. м³, факт – 54232 тыс. м³). Средняя приемистость нагнетательных скважин отличается на 15,4% (проект – 47,9 м³/сут, факт – 40,5 м³/сут). Текущая компенсация отбора отличается на 7,0% (проект – 25,7%, факт – 18,7%), накопленная компенсация на 0,7% (проект – 90,5%, факт – 89,8%).

Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) отличается от проекта на 4,7% (проект – 0,528 д. ед., факт – 0,553 д. ед.).

Таблица 4.1

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2019		2020		2021	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти, всего,	тыс.т	93,5	107,1	99,2	137,0	99,0	150,1
2	в том числе из переходящих скважин			82,8	81,2	97,0	123,7	95,2
3	в том числе из новых скважин	тыс.т		10,7	25,8	2,2	13,3	3,8
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	93,5	107,1	99,2	137,0	99,0	150,1
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.	7	8	2	9	2	7
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.		7	8	2	9	2
7	в том числе из разведочного бурения	шт.		0	0	0	0	0
8	Перевод скважин из других категорий	шт.		0	0	1	0	0
9	Перевод скважин с других объектов	шт.		0	0	0	0	0
10	Ввод боковых стволов	шт.		0	0	0	1	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут		8,6	14,4	9,5	13,1	12,3
12	Среднее число дней работы новой скважины	сут		178	225	118	112	155
13	Средняя глубина новой скважины	м		1500	1650	1500	1604	1500
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м		12,0	16,5	10,5	16,5	3,0
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м		10,5	13,2	3,0	14,9	3,0
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м		1,5	3,3	7,5	1,7	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин	дни		1734	1040	2427	2774	694
	предыдущего года в данном году							0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин	тыс.т		17,3	11,7	20,9	39,9	6,6
	предыдущего года в данном году							0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т		70,5	87,0	82,8	81,2	97,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т		87,8	98,7	103,7	121,1	103,5
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т		82,8	81,2	97,0	123,7	95,2
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т		-5,0	-17,5	-6,7	2,5	-8,3
								-34,1
								-8,4
								-3,8
								-15,1
								3,3

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год									
			2019	2020	2021	2022	2023					
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт			
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-5,7	-17,7	-6,5	2,1	-8,1	-20,7	-8,1	-2,4	-9,6	2,1
24	Мощность новых скважин,	тыс.т	22,0	39,9	6,9	41,0	9,0	28,4	3,3	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин	шт.	1	2	1	0	0	0	1	2	1	1
26	в том числе под заканку	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года	шт.	42	42	44	51	46	63	47	63	61	62
28	в том числе нанетательных в отработке на недръ	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	42	42	44	51	46	63	47	63	61	62
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин	шт.	42	42	44	51	46	63	47	63	61	62
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.	1	2	5	1	1	1	1	1	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	3	3	8	4	9	5	10	5	9	8
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	3	3	8	4	9	5	10	5	9	8
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	23,4	30,2	20,1	28,3	16,7	21,5	16,3	19,8	20,7	21,4
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	24,6	32,1	20,2	29,4	16,7	22,0	16,4	19,8	20,7	21,4
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут	11,0	17,3	13,0	15,0	14,0	16,1	10,0	0,0	0,0	0,0
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	7,0	7,7	6,7	10,1	6,4	8,1	6,0	7,0	6,8	7,2
40	в том числе переходящих	т/сут	6,8	6,7	6,7	9,8	6,2	7,7	6,0	7,0	6,7	7,2
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут	95,5	28,0	56,3	32,1	71,6	37,2	75,7	43,7	47,9	40,5
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	70,1	74,6	66,7	64,4	61,9	62,5	63,2	64,7	67,4	66,5
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	72,3	79,2	67,1	66,6	62,7	65,1	63,5	64,7	67,4	66,5
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%	21,8	16,9	26,9	12,2	12,1	27,2	10,0	0,0	0,0	0,0
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	312,7	421,1	297,8	385,2	259,7	400,6	262,6	439,1	438,4	473,0
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	299,0	390,0	294,8	370,1	255,4	373,8	261,0	439,1	438,4	473,0
47	в том числе из новых скважин	тыс.т	13,7	31,1	3,1	15,1	4,3	26,7	1,6	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Год						2023
			2019		2020		2021		
48	Добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	312,7	421,1	297,8	385,2	259,7	400,6	262,6
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	55691	55923	55989	56308	56249	56709	56511
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли,ед.	0,514	0,539	0,517	0,543	0,519	0,546	0,521
52	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов	%	87,7	84,3	88,0	84,8	88,4	85,3	88,8
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5	0,6
54	Темп отбора от текущих утверждённых запасов,	%	2,8	2,4	3,0	3,2	3,1	3,6	3,1
55	Закачка рабочего агента	тыс.м³	99,3	24,8	156,3	40,0	223,3	59,4	262,6
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м³	54073	53961	54230	54001	54453	54060	54715
57	Компенсация отбора текущая	%	32,4	5,9	52,8	10,0	84,8	14,2	99,1
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	94,3	92,0	94,1	91,4	94,0	90,9	94,1
59	Добыча растворенного газа	млн.м³	19,3	18,7	19,7	17,5	20,8	18,9	21,4
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м³	1183	1169	1202	1186	1223	1205	1245
61	Использование растворенного газа	млн.м³	18,3	17,1	18,7	17,1	19,8	18,5	20,3
62	Использование растворенного газа	%	95	95,5	95	99,1	95	97,9	95

В период 2019-2023 гг. фактические уровни добычи нефти выше проектных на 11,0-60,5% (2023 год: проект – 142,8 тыс. т, факт – 158,5 тыс. т). Фактические уровни добычи жидкости выше проектных на 7,9-67,2% (2023 год: проект – 438,4 тыс. т, факт – 473,0 тыс. т). Превышение фактических уровней над проектными обусловлено опережающим эксплуатационным бурением в 2018-2019 гг., вводом трех нагнетательных скважин в отработку на нефть, проведением внеплановых ГТМ по приобщению в 2021 году, одного перевода в этом же году, одного приобщения в 2022 году, а также проведенным ГТМ в 2023 году.

Фактические объемы закачки в 2019-2023 гг. ниже проектных на 19,0-75,0% (2023 год: проект – 112,7 тыс. м³, факт – 91,3 тыс. м³). Накопленный объем закачки воды ниже утвержденного на 0,6% (проект – 54254 тыс. м³, факт – 54232 тыс. м³). Меньшие объемы годовой закачки агента обусловлены вводом нагнетательных скважин из бурения в отработку на нефть (2020-2022 гг.) и снижением риска обводнения окружающих скважин, объемы определялись исходя из необходимой компенсации по сформированным очагам.

4.4. Анализ энергетического состояния объекта

Визейский объект введен в разработку в 1958 г. В течение первых трех месяцев работы скважин пластовое давление снизилось на 0,3 МПа, в дальнейшем темп падения давления замедлился. К началу организации системы ППД среднее давление в зоне отбора составило 13,4 МПа, на контуре нефтеносности 14 МПа.

За период 1961–1964 гг. залежи полностью разбурены и организована система поддержания пластового давления. Нагнетание рабочего агента начато в 1960–1961 гг. в центральной части поднятия.

В 1967 году средневзвешенное пластовое давление в целом по залежам составляло 15,3 МПа, при начальном пластовом давлении 14,1–14,9 МПа. Среднее давление на контуре нефтеносности – 16,6 МПа, в том числе на западном крыле 14,8 МПа, на восточном 18,3 МПа.

С 1970 года начинается формирование новых очагов нагнетания на центральной и южной частях залежей и создание разрезающих рядов в центральной части, что приводит к увеличению объема закачки и, соответственно, росту пластового давления в зонах отбора. В 1976 году средневзвешенное пластовое давление в целом по залежам составляло 16,8 МПа, что выше начального пластового давления (14,1–14,9 МПа).

Начиная с 1978 года массовое отключение нагнетательных скважин в связи с техническим состоянием водоводов и эксплуатационных колонн, приводит к снижению пластового давления в 1980 году в среднем до 14,1 МПа, а к концу 1981 года до 11,8 МПа.

С 1981 года восстанавливается нагнетание воды в семь скважин и с 1984 года – еще в двух скважинах на южном участке. В результате в 1984 году пластовое давление поднялось до 13,3 МПа. К 1992 году давление оставалось в среднем на уровне 13,3 МПа.

В связи с прекращением закачки в продуктивные пластины после 1992 года отмечается снижение пластового давления до 10,6 МПа к 1999 году, что выше давления насыщения (10,3 МПа).

За период 2000–2016 гг. среднее пластовое давление находится на уровне 10,0–11,2 МПа (при $P_{\text{нас}} = 10,3$ МПа), при этом по скважинам изменяясь в широком диапазоне от 7,8 МПа до 15,1 МПа.

С 2016 года отмечается плавное снижение среднего пластового давления до 8,8 МПа (2021–2022 гг.), что ниже давления насыщения (10,3 МПа), при этом по скважинам пластовое давление изменялось в широком диапазоне от 3,3 МПа до 13,6 МПа. Замеры с давлением ниже давления насыщения зафиксированы во многих скважинах. Снижение среднего пластового давления обусловлено увеличением добычи жидкости и недостаточной интенсивностью системы ППД.

В 2023 году выполнено 3 приобщения с ОРЗ в скв. 1031, 1212 и 1006 в центральной и южной частях залежи. Для восстановления энергетического состояния залежи рекомендуется продолжать организацию дополнительных очагов нагнетания.

Динамика пластового давления представлена на рисунке 4.5.

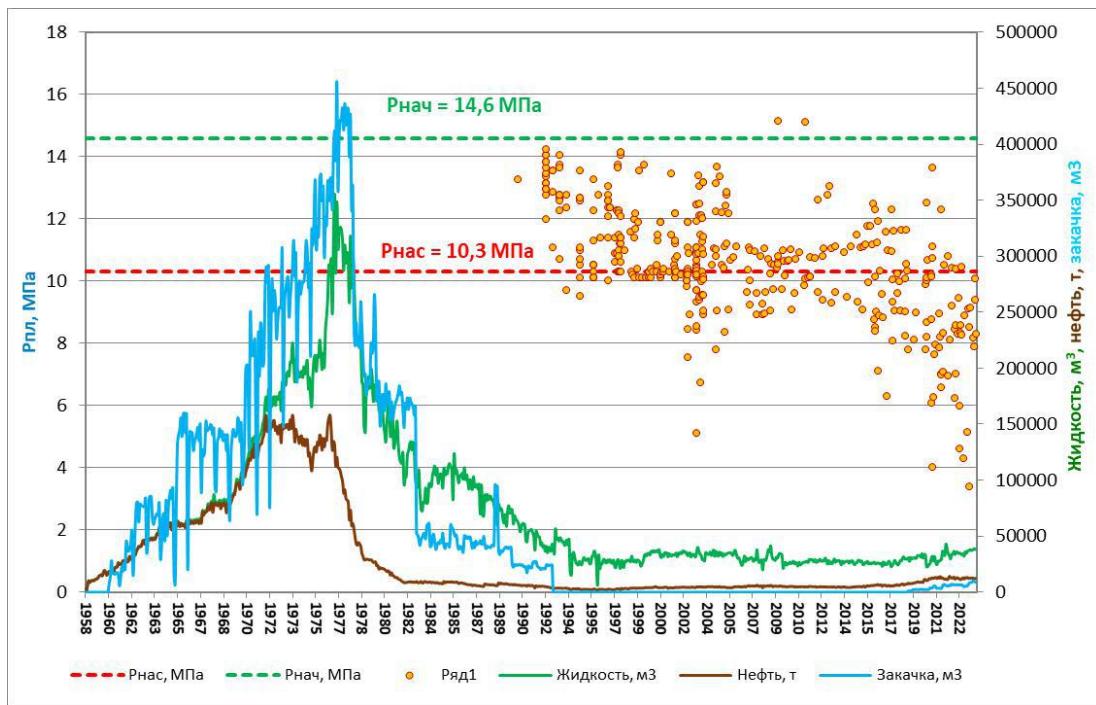


Рис. 4.5. Динамика пластового давления в зонах отбора

Карты изобар по северному и южному районам Таныпского поднятия представлены на рисунках 4.6 и 4.7.

Среднее значение пластового давления по залежи на дату анализа составляет 8,1 МПа.

Пониженные значения пластового давления в северной части Таныпского поднятия наблюдаются в р-нах скв. 1068, 329, 1039. Стоит отметить, что р-н 1068 скв. и р-н 329 скв. находятся близ нагнетательных скважин (1059, 1258 и 1057, 328 соответственно). Это, вероятно, может свидетельствовать о недостаточной интенсивности заводнения.

Пониженные значения пластового давления в южной части Таныпского поднятия наблюдаются в р-нах скв. 1021, 1014, 1005. Значение пластового давления в скв. 1021 связано с удаленным расположением от нагнетательных скважин, в районе скв. 1014 и 1005, также с удаленным расположением от нагнетательных скважин и с ухудшенными ФЕС пласта.

ДИНАМИКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД
Действующие

Скважина	01.01.2023	01.07.2023	Изменение МПа
367	10.43	-	-
1054	8.26	-	-
1058	-	3.39	-
1062	-	8.89	-
Ср. арифм	9.34	6.14	

НАБЛЮДАТЕЛЬНЫЙ ФОНД

Скважина	01.01.2023	01.07.2023	Изменение МПа
322	-	10.02	-
Ср. арифм	-	10.02	

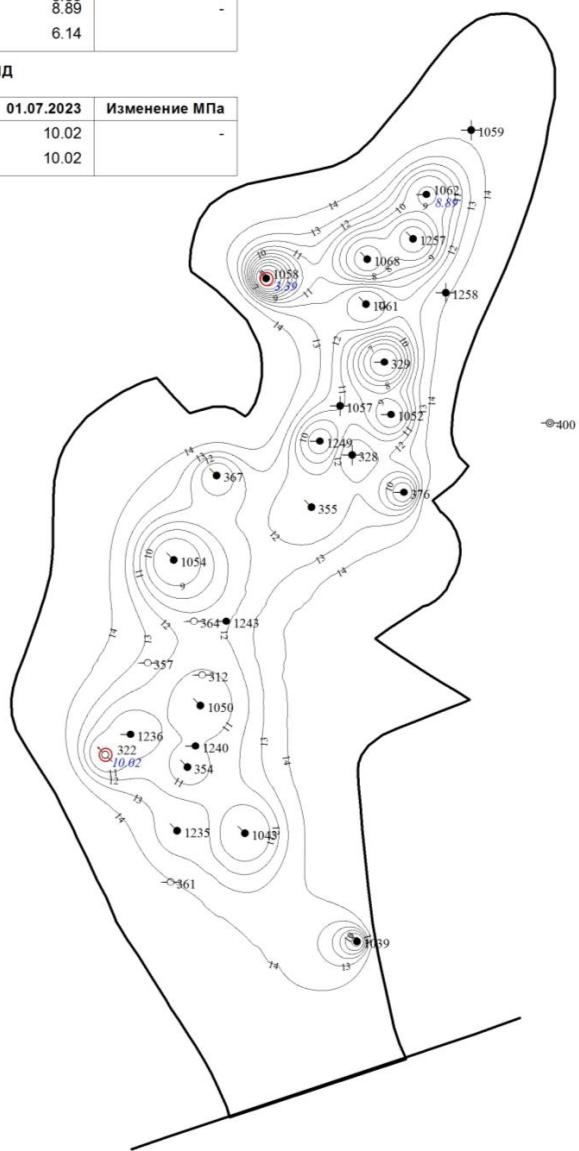


Рис. 4.6. Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Северная часть

ДИНАМИКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД
Действующие

Скважина	01.01.2023	01.07.2023	Изменение МПа
405	8.32	-	-
1005	9.45	5.14	-
1007	-	-	-
1011	-	4.28	-
1014	4.61	-	-
1021	5.99	-	-
1030	10.13	-	-
1036	-	9.12	-
Cр. арифм	7.70	6.18	-



Рис. 4.7. Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Южная часть

Стоит отметить, что несмотря на ближнее расположение скв. 103, 1035, 1036 к нагнетательным скважинам (1031, 1231), пластовое давление в них ниже давления насыщения, что, вероятно, связано с ухудшенными ФЕС пласта в этой части и с недостаточной интенсивностью заводнения.

Повышенные значения пластового давления в северной части Таныпского поднятия наблюдаются в скв. 1061, в районах скв. 355, 1050, что связано с хорошими ФЕС пласта и, как в следствии, хорошей гидродинамической связью с областью питания.

Повышенные значения пластового давления в южной части Таныпского поднятия наблюдаются в р-нах скв. 1030, 118, 114. Для первого района такие значения давлений связаны, вероятно, с хорошими ФЕС пласта, а, следовательно, и с хорошей гидродинамической связью с областью питания. Для вторых значения пластового давления обусловлены, вероятно, близким расположением к нагнетательным скважинам (1212 и 1006).

Во многих скважинах на объекте наблюдается пониженное значение пластового давления относительно давления насыщения нефти газом, что требует проведения работ по совершенствованию системы ППД.

4.5. Результаты проведения геолого-технических мероприятий на визейском объекте

В таблице 4.2 приводятся сведения по приведенным геолого-техническим мероприятиям.

Таблица 4.2
Результаты ГТМ по состоянию на 01.01.2024

Залежь	Категория	Мероприятие	Кол-во скв/опер., ед	Нач. прирост, т/сут	Ср. прирост, т/сут	Ср. время работы с эффектом, сут	Доп. добыча нефти, т	Удельн. добыча нефти, тыс.т/скв
C ₁ tl-bb-rd (Тл ₂ -Бб-Рд)	Нефт.	Дострел	5	4,5	2,7	682	11482,8	2,3
		Дострел + КСПЭ	3	14,5	5,0	2842	38850	13,0
		Реперфорация	6	7,1	3,2	1159	30360,7	5,1
		Реперфорация + КСПЭО	1	8,5	6,0	2503	15116,9	15,1
		КСПЭО	3	1,3	1,0	197	501	0,2
		НПС-К	2	0,4	0,1	128	123	0,04
		РИР цем	5	3,8	1,5	1029	10648	2,1

Залежь	Категория	Мероприятие	Кол-во скв/опер., ед	Нач. прирост, т/сут	Ср. прирост, т/сут	Ср. время работы с эффектом, сут	Доп. добыча нефти, т	Удельн. добыча нефти, тыс.т/скв	
		ТГХВ в р	1	3,4	1,9	277	528,7	0,5	
		Сверлящая перфорация	5	3,8	2,1	726	10556,2	2,1	
		Перевод	2	9,1	2,9	3166	31782,5	15,9	
		Рад. Бур.	1	0	0	0	0	0	
		ГРП	16	10,0	6,2	1604	177599,8	11,1	
		ОРЭ	4	10,7	6,7	1123	15051,4	3,8	
	Всего по добывающему фонду		54	5,9	3,0	1187	342601	5,5	
	Нагн.	ОРЗ	4	-	-	-	-	-	
		Ввод нов.	1	-	-	-	-	-	
		Пакер	1	-	-	-	-	-	
		НовнГРП	1	-	-	-	-	-	
Всего по нагнетательному фонду			7	-	-	-	-	-	
Всего по объекту			61	5,9	3,0	1187	342601	5,5	

На дату анализа проведено 61 ГТМ. Больше всего мероприятий проведено в 2021 и 2022 гг. (8 на добывающем фонде и 1 на нагнетательном в оба года). Количество распределение проведенных мероприятий приведено на рисунке 4.8.

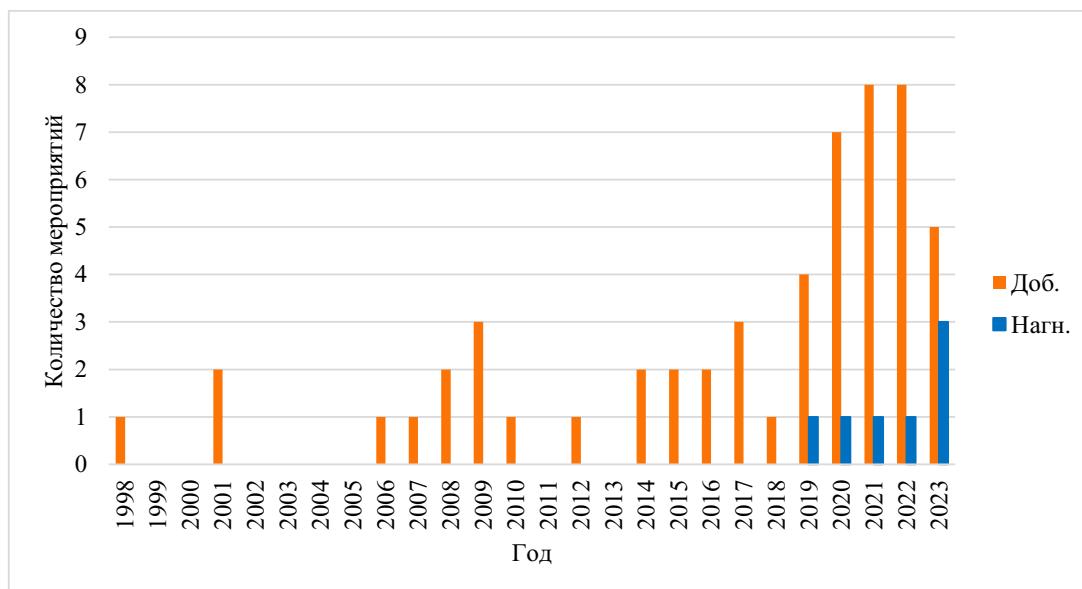


Рис. 4.8. Количество мероприятий на объекте за 1998-2023 гг.

На рисунке 4.9 представлена статистика проведения ГТМ по технологии. Больше всего на добывающем фонде проводится ГРП (16 скв. опер.), на нагнетательном – ОРЗ (четыре скв. опер.).

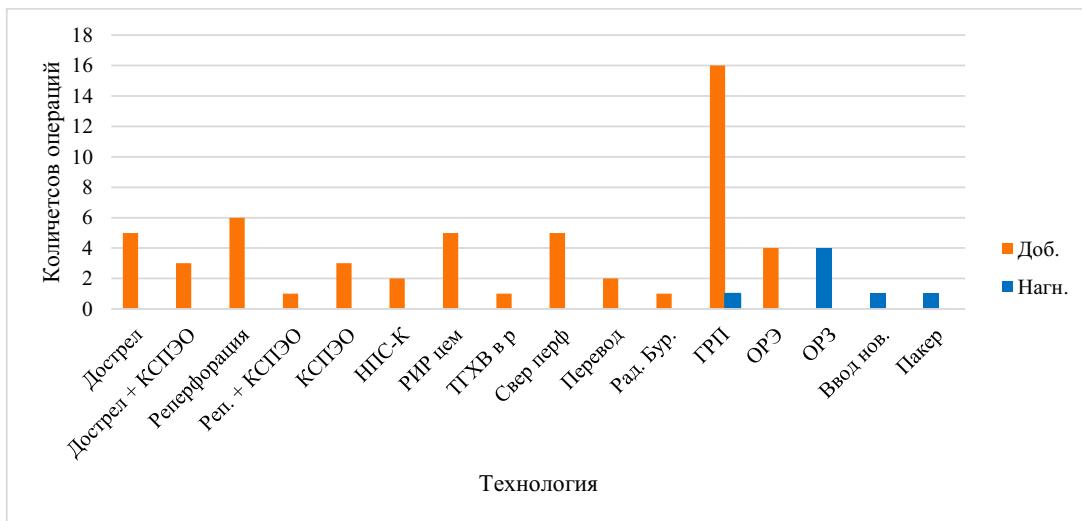


Рис. 4.9. Технологии и количество проводимых мероприятий

Исходя из рисунка 4.10, самыми эффективными мероприятиями на добывающих скважинах оказались: дострел + КСПЭ (13,0 тыс.т./скв), реперфорация + КСПЭО (15,1 тыс.т./скв.), перевод (15,9 тыс.т./скв.), ГРП (11,1 тыс.т./скв.).

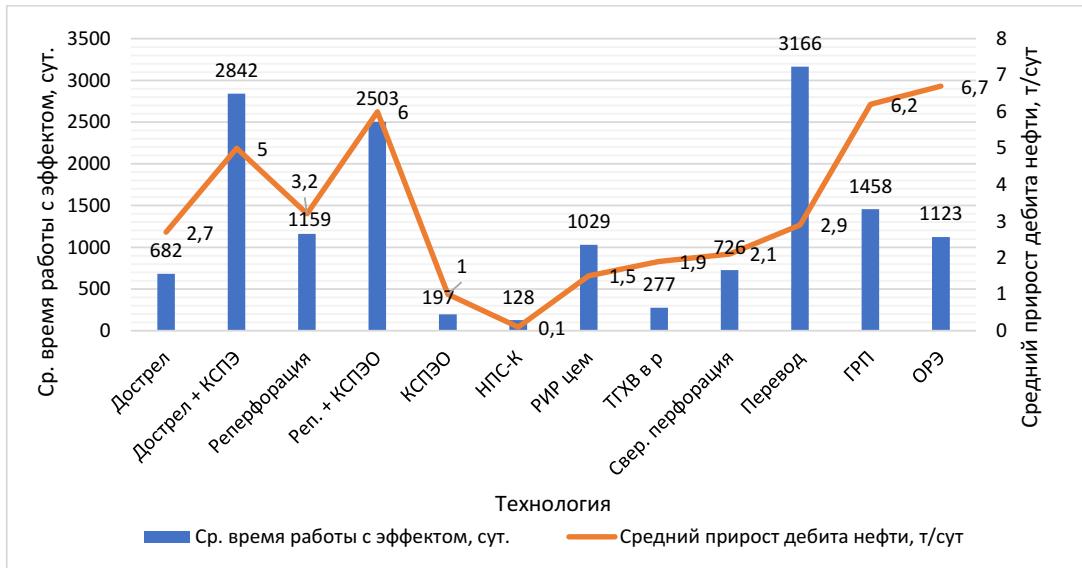


Рис. 4.10. Эффективность проведения геолого-технологических мероприятий

Основные выводы по главе 4:

1. Визейский объект разработки Таныпского месторождения находится на третьей стадии разработки. Выработка запасов нефти ведется достаточно эффективно, что подтверждается превышением отбора от НИЗ (86,5 %) над обводненностью продукцией (66,5 %).
2. Поддержание достаточно высоких уровней добычи нефти обусловлено активным проведением геолого-технических мероприятий (за 2019-2023 гг. на добывающем фонде проведено 33 скв. опер., на нагнетательном – 7 скв. опер., что позволило получить 139,3 тыс. т дополнительной нефти. Самыми эффективными мероприятиями на добывающих скважинах оказались: ОРЭ (6,7 т/сут), реперфорация + КСПЭО (6,0 т/сут), перевод (15,9 тыс.т./скв), ГРП (6,2 т/сут).
3. Наблюдается ухудшенное энергетическое состояние визейского объекта, что обусловлено низкой текущей компенсацией отборов жидкости закачкой (18,7 %). Среднее пластовое давление в скважинах составляет 8,1 МПа, что меньше давления насыщения (10,8 МПа). Требуется проведение анализа текущей эффективности системы поддержания пластового давления с разработкой предложений по ее оптимизации.

5. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

5.1. Технология строительства скважин и осложнения при строительстве

Разбуривание месторождения предлагается наклонно-направленными скважинами (стандартный диаметр), также существует необходимость проведения капитального ремонта действующего фонда скважин с помощью зарезки БС – боковых стволов, БГС – боковых горизонтальных стволов на тульских терригенных отложениях.

Проводить буровые работы предполагается одиночными скважинами и с площадок кустов.

Бурение скважин и БС на Таныпском месторождении может сопровождаться с нижеперечисленными осложнениями (характеризуются особенностями геологического разреза):

- осьпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны;
- нефтегазопроявления;

Для предупреждения и ликвидации осложнений необходимо провести данные мероприятия и применить технологии:

– Предупреждение осипей и обвалов происходит за счет подбора компонентного состава и значений параметров бурового раствора, а также установкой гидрофобизирующих закрепляющих пачек. Устранение осипей и обвалов производится установкой изоляционных мостов.

Для Таныпского месторождения при его геолого-технологических условиях и при требованиях охраны недр предусматривается типовая конструкция скважин:

Направление диаметром 426 мм (для скважин малого диаметра – 324 мм). Глубина спуска составляет 20 м. Основными целями является перекрытие неустойчивых четвертичных отложений и предотвращение размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Цементирование проходит до устья цементировочным (тампонажным) материалом на основе портландцемента с добавками ускорителя сроков схватывания.

Кондуктор диаметром 324 мм (245 мм). Глубина спуска составляет 120 м. Основными целями являются перекрытие верхних неустойчивых интервалов разреза, зон поглощений и изоляция пресных водоносных горизонтов от загрязнения. Цементируются аналогично *направлению*.

Техническая колонна диаметром 245 мм (168 мм). Глубина спуска составляет 490 м. Основными целями колонны являются разобщение вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими горизонтами, перекрытия возможных зон поглощений различной интенсивности, предотвращения гидроразрыва пород при нефтегазопроявлении и установки противовыбросового оборудования. Цементируется тампонажным материалом с сокращенными сроками схватывания до устья.

Эксплуатационная колонна необходима для разобщения пластов до проектной глубины. При строительстве ННС используется эксплуатационная колонна диаметром 168 мм (146 мм - по согласованию с Заказчиком) и 114 мм (скважины малого диаметра). Колонна спускается на проектную глубину, перекрывая продуктивный пласт, оснащается неразборными полужесткими центраторами и турбулизаторами и скважина цементируется до устья.

5.2. Технология первичного и вторичного вскрытия

Первичное вскрытие

Процесс бурения скважин производится роторно-турбинным способом: в интервале от 0 до 20 м с помощью ротора (шнека), от 20 до проектного забоя с помощью турбобуров и винтовых забойных двигателей (ВЗД). Боковой ствол пробуривается с роторной КНБК при отходе от «окна» (15-20 м) и ВЗД до проектного забоя.

Породоразрушающий инструмент (долото) должны обеспечивать максимально возможную механическую скорость. При составлении проектных документов оптимальные режимы бурения разрабатываются с учетом строительства пробуренных скважин.

В процессе строительства скважин и БС с горизонтальным окончанием в КНБК входит телесистема с комплексом LWD.

Подготовка ствола скважины к первичному вскрытию продуктивного пласта происходит в несколько этапов:

- Оценка герметичности ствола скважины по коэффициенту остаточной приемистости $K_{\text{пр}} = Q/\Delta P$ ($\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$).
- Снижение проницаемости поглощающих пластов до установленного уровня.
- Обработка бурового раствора:
 - Ввод в состав бурового раствора кислоторастворимого кольматанта, фракционный состав которого рассчитан с учетом проницаемости продуктивного пласта;
 - Ввод в рецептуры буровых растворов на водной основе НПАВ, подобранного с учетом физико-химических свойств пластовой нефти.

Вторичное вскрытие

В интервале перфорации внутренней поверхности эксплуатационной колонны проводят скреперование перед вторичным вскрытием с целью разрушения цементного камня, корки глины и др.

При заканчивании скважины открытым забоем/нецементируемым хвостовиком-фильтром фильтрационная корка и кольматационный экран в околоскважинной зоне продуктивного пласта должны быть удалены с использованием методов химической очистки.

5.3. Технологии освоения и глушения

Освоение

Приток получают с помощью свабирования. Депрессия на пласт выбирается с учетом характеристик пласта, его загрязнения в процессе вскрытия и ограничений по допустимому перепаду давления на зацементированное заколонное пространство. Величина депрессии на пласт составляет не более 2 МПа на один метр разобщающей перемычки. Освоение проходит до полной замены жидкости перфорации на нефть. Полноту

процесса контролируют с помощью отбора глубинных проб жидкости. После процесса освоения скважины исследуются на трех режимах.

В связи с особенностями геологии и технологии заканчивания скважин на Таныпском месторождении (тип коллектора, его характеристики, свойства и параметры нефти), после перфорации эксплуатационной колонны рекомендуется проводить кислотную обработку с помощью специализированных кислотных составов со свойствами гидрофобизатора пористой среды, деэмульгатора нефти и ингибитора солянокислотной коррозии промыслового оборудования.

Кроме этого, предлагается использовать гидравлический разрыв пласта (ГРП) и радиальное бурение.

ГРП это один из методов интенсификации работы нефтяных скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин. Данная технология заключается в закачке в скважину с помощью насосных станций жидкости разрыва в виде геля или воды при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для предотвращения закрытия трещины используется расклинивающий агент — проппант (обработанный кварцевый песок). После проведения ГРП дебит скважины, как правило, возрастает.

Технология радиального бурения применяется для вскрытия боковых отверстий перпендикулярно стволу скважины с использованием усовершенствованной технологии гибкой трубы. Система радиального бурения вскрывает боковые отверстия, используя жидкость под высоким давлением на глубину до 100 м перпендикулярно стволу скважины.

Глушение

Операция глушения необходима для прекращения притока жидкости из пласта открытой скважины путем создания противодавления жидкостью глушения. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического.

Для глушения скважин рекомендуется использовать вязкоупругий состав (ВУС) с регулируемыми сроками деструкции для уменьшения вероятности возникновения отказов скважинного оборудования после проведения работ по причине загрязнения его остатками неразрушенного ВУС.

Процесс разрушения ВУС деструктурирующим составом занимает 2-3 суток, в случае технологической необходимости время разрушения может быть изменено подбором концентрации деструкторов. После разрушения ВУС остается легко прокачиваемая жидкость с низкой вязкостью без наличия осадков и других кольматирующих пласт соединений, не оказывающая отрицательного влияния на работу насосного оборудования.

Глушение скважин с применением ВУС проводится в соответствии со «Сборником региональных нормативных документов для безаварийного строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

5.4. Технологические режимы добывающих и нагнетательных скважин

Технологический режим добывающих скважин

На дату анализа на визейском объекте на Танышском поднятии в действующем добывающем фонде находится 58 скважин. Все эксплуатируются механизированным способом.

29 скв. оборудованы установками электро-центробежных насосов (УЭЦН): шесть УЭЦН-25 с глубиной спуска насоса от 1350,0 до 1630,0 м; две УЭЦН-30 с глубиной спуска насоса 1425,0 и 1590,0 м; пять УЭЦН-35 с глубиной спуска насоса от 1355,0 до 1648,0 м; шесть УЭЦН-40 с глубиной спуска насоса от 1360,0 до 1602,0 м; одна УЭЦН-45 с глубиной спуска насоса 1468,0 м; две УЭЦН-50 с глубиной спуска насоса 1348,0 и 1440,0 м; семь УЭЦН-60 с глубиной спуска насоса от 998,6 до 1502,0 м.

Одна скважина оборудована ЭОВН-20 с глубиной спуска насоса 1370,0 м.

24 скв. оборудованы установками штанговых глубинных насосов (УШГН): одна НВ-32 с глубиной спуска насоса 1351,1 м; 10 НВ-38 с глубиной

спуска насоса от 1348,0 до 1500,0 м; одна ННБ-44 с глубиной спуска насоса 1410,0 м; девять НН-44 с глубиной спуска насоса от 1333,0 до 1500,0 м, три НН-57 с глубиной спуска насоса от 1150,0 до 1430,7 м.

Четыре скважины с целью одновременно-раздельной разработки двух эксплуатационных объектов оснащены установками для одновременно-раздельной добычи (ОРД) в компоновке ШГН-ШГН: Одна скважина СП-57/32-ННБ-32, одна СП-57/38-ННБ-38, одна НВ-38/НВ-38, одна НН-57/НН-57.

На рисунке 5.1 показана диаграмма используемых технологий механизированной добычи.

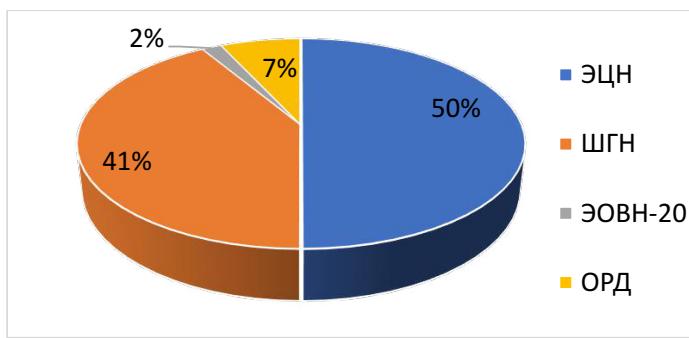


Рис. 5.1. Технологии механизированной добычи УВС на визейском объекте на Таныпском поднятии (Тл2-Бб-Рд)

Согласно ТР на дату анализа пластовое давление изменяется от 3,4 до 15,0 МПа (0,32-1,39 д. ед. от давления насыщения при среднем значении забойного давления 9,08 МПа).

На рисунке 5.2 показана диаграмма значений пластового давления скважин в процентном соотношении по фонду.

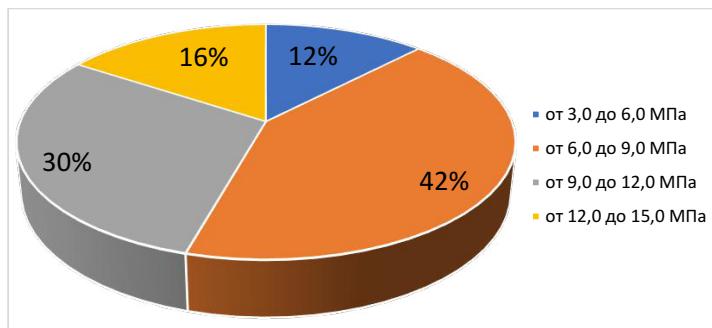


Рис. 5.2. Диаграмма значений пластового давления скважин в процентном соотношении по фонду

У 45 скважин (действующего добывающего фонда) наблюдаются пластовые давления, которые ниже давления насыщения нефти газом.

Технологический режим нагнетательных скважин

На дату анализа числится 9 нагнетательных скважин, 8 из которых находится в работе и одна – в технологическом ограничении.

Скважины 1057, 1258, 328, 1006, 1031, 1209, 1212 оснащены установками для отдельно-раздельной закачки (ОРЗ), все остальные – эксплуатируются совместно.

Устьевое давление находится в диапазоне от 5 до 22 МПа, приемистость – от 13 до 75 м³/сут. Плотность воды – 1,128 г/см³

5.5. Скважинное оборудование скважин

В скважинах, эксплуатируемых УЭЦН и УЭОВН, внедрено следующее дополнительное оборудование:

- Скважинный сепаратор механических примесей ССМПЦ – предназначен для защиты насосного оборудования от механических примесей;
- Система телеметрии ТМС – предназначена для измерения и регистрации данных погружных датчиков;
- Фильтр ФБР-5 – фильтр блочный регулируемый, предназначен для предотвращения попадания на прием погружных центробежных насосов механических примесей;
- Газосепаратор – предназначен для устранения влияния свободного газа на работу насосной установки;
- Мультифазный модуль – предназначен для обеспечения стабильной работы УЭЦН в условиях высокого содержания свободного газа в откачиваемой жидкости;
- Клапан обратный – позволяет удерживать жидкость в колонне НКТ после остановки насоса;

- Клапан спускной – служит для слива жидкости из колонны НКТ при спускоподъемных операциях;
 - МДС – механизм депарафинизации скважин, предназначен для механической очистки внутренней поверхности колонны НКТ путем срезания скребком слоя парафина со стенок;
 - ПАДУ – полуавтоматическая депарафинизационная установка, предназначена для механической очистки внутренней поверхности колонны НКТ путем срезания скребком слоя парафина со стенок;
 - УОК-НКТ – устройство для очистки колонны насосно-компрессорных труб, предназначено для механической очистки внутренней поверхности колонны НКТ путем срезания скребком слоя парафина со стенок;
 - Греющая кабельная линия (ГКЛ) внутренняя – линейный нагреватель, предназначен для прогрева текучей среды с целью снижения вязкости, предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и гидратообразований на поверхности НКТ. Монтируется внутрь колонны НКТ.
- Скважины, эксплуатируемые УШГН, оснащены следующим дополнительным оборудованием:
- Фильтр сетчатый – предназначен для защиты насоса от попадания на прием механических примесей;
 - Якорь газопесочный ЯГП, ПГ-3, ПГ-5, ПГ-8 – предназначены для сепарации на приеме насосной установки растворенного в жидкости газа и содержащихся механических примесей;
 - Якорь газовый ЯГ-1 – предназначен для сепарации на приеме насосной установки растворенного в жидкости газа;
 - Пакер – специализированное устройство, главным назначением которого является обеспечение перекрытия и полной гидроизоляции отдельных участков скважины;
 - Штанги насосные со скребками – скребки предназначены для механической очистки внутренней поверхности колонны НКТ путем срезания

слоя парафина со стенок;

- Греющая кабельная линия (ГКЛ) наружная – линейный нагреватель, предназначен для прогрева текучей среды с целью снижения вязкости, предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и гидратообразований на поверхности НКТ;

- Скважинный трубопровод – предназначен для подачи реагента в скважину (в затрубное пространство, на прием глубинного насоса, в колонну НКТ посредством муфты-клапана);

Скважины, эксплуатируемые установками для ОРД в компоновке ШГН-ШГН, оснащены следующим дополнительным оборудованием:

- Фильтр сетчатый – предназначен для защиты насоса от попадания на прием механических примесей;

- Комплексный геофизический прибор без движения под насосом – предназначен для регистрации на глубине спуска и передачи посредством кабеля параметров давления и температуры;

- Пакер – специализированное устройство, главным назначением которого является обеспечение перекрытия и полной гидроизоляции отдельных участков скважины. Пакером в скважине изолированы разрабатываемые пласты;

- Греющая кабельная линия (ГКЛ) наружная – линейный нагреватель, предназначен для прогрева текучей среды с целью снижения вязкости, предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и гидратообразований на поверхности НКТ. Монтируется снаружи колонны НКТ;

- Скважинный трубопровод – предназначен для подачи реагента в скважину (в затрубное пространство, на прием глубинного насоса, в колонну НКТ посредством муфты-клапана);

- Устьевой блок подачи реагента УБПР – предназначен для хранения и подачи (закачки) химического реагента в затрубное пространство скважины,

или на прием насосной установки с помощью скважинного трубопровода, или в выкидную линию.

Оборудование нагнетательных скважин

Нагнетательные скважины оборудованы: нагнетательной арматурой, НКТ, пакером, геофизической воронкой (воронкой Крылова).

Воронки геофизические служат для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента (метчиков, колоколов и др.) и ловимого объекта при проведении ловильных работ в скважинах различного назначения. Для обеспечения плавного и безопасного прохождения штанговых муфт при спуске штанг в скважину применяют направляющую воронку, устанавливаемую в муфте насосно-компрессорных труб.

Одновременно раздельная закачка

Для разобщения пластов в скважине при одновременно - раздельной закачке применяют пакеры, разобщающие межтрубное кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной НКТ.

Существуют варианты применения двух видов компоновки оборудования для технологии ОРЗ: двухтрубная (концентрическая) и однотрубная.

5.6. Осложнения при эксплуатации. Методы борьбы и предупреждения осложнений

Асфальтеносмолопарафиновые отложения

Содержание парафина в нефти разрабатываемых продуктивных пластов Таныпского месторождения составляет 2,65-5,20%.

Для предупреждения и удаления АСПО с поверхности ГНО рекомендуются следующие методы:

- Механические:
 - Применение насосных штанг, оснащенных скребками, на скважинах, эксплуатируемых установками ШГН;

– На скважинах, эксплуатируемых установками с погружным электродвигателем, внедрение дополнительного оборудования, такого как МДС, ПАДУ или УОК- НКТ;

- Физические:

- Промывки скважин теплоносителем – горячей нефтью или горячей водой с добавлением ингибиторов парафиноотложений и моющих средств;

- Внедрение нагревательных кабельных линий, погружных устройств локального прогрева;

- Химические:

- Обработки скважин растворителями АСПО;

- Дозированная подача ингибиторов АСПО в затрубное пространство скважин или на прием насосных установок с помощью УБПР и капиллярных трубопроводов или глубинных дозаторов.

Солеотложения

При наличии солеотложений в ГНО скважин рекомендуется организовывать подачу химических реагентов в затрубное пространство и на прием насосных установок. В случае недостаточной эффективности реагента рекомендуется проведение промывок 5-9% раствором соляной кислоты (HCl) с добавлением ингибиторов коррозии.

Для каждой скважин индивидуально подбирается реагент и объем дозирования в лабораторных условиях. Кроме этого, необходимо контролировать равновесное состояние пластовых вод. Его нарушение приводит к уменьшению растворимости карбонатов и солеотложений на поверхности ГНО.

Влияние газа

На приеме насосов выделившийся свободный газ способен оказать негативное влияние на производительность.

Для снижения данного влияния газа в скважинах используются газосепараторы, газосепараторы в компоновке с мультифазными модулями, якори газопесочные (ЯГП, ПГ-3, ПГ-5, ПГ-8), якори газовые (ЯГ-1).

Коррозионный износ

Для защиты ГНО от коррозии можно использовать ингибитор коррозии «Эфрил ИК-3» и организовать его дозированную подачу с помощью УБПР в затрубное пространство скважины.

Разрушающие свойства коррозионно-агрессивных элементов в большей степени проявляются при увеличении содержания пластовой воды в продукции скважин, что приводит к интенсивному износу промыслового оборудования.

Механические примеси

Для защиты насосных установок от влияния механических примесей скважины оснащают: фильтром ФБР-5, сепаратором ССМПЦ, якорями газопесочными ПГ-5, фильтрами сетчатыми, газопесочными (ЯГП, ПГ-3, ПГ-5, ПГ-8), а также в их различных компоновках друг с другом.

Образование эмульсий

При механизированных способах добычи наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии образуются при использовании установок ЭЦН (перемешивание продукции в рабочих колесах). При использовании штанговых и винтовых насосов образуются менее стойкие эмульсии.

Для предотвращения образования эмульсий при эксплуатации скважин рекомендуется подавать в скважины химические реагенты – деэмульгаторы, как в затрубное пространство, так и на прием насосных установок.

5.7. Существующая система сбора скважинной продукции

Система сбора скважинной продукции

Скважинная продукция под давлением, создаваемым глубинными насосами, поступает по выкидным трубопроводам в ГЗУ, где замеряется дебит

скважин. Замеры дебитов могут производиться вручную и в автоматическом режиме с использованием системы «Телескоп +», которая передает необходимую информацию на дисплей диспетчерского пункта ЦДНГ-6. Замеры дебитов отдельно стоящих скважин осуществляется в ручном режиме при помощи приборов СКЖ.

Сбор и транспорт нефти осуществляется круглосуточно. Режим транспортировки нефти по нефтегазосборным коллекторам и системе промысловых трубопроводов зависит от работы скважин, эксплуатируемых в постоянном и периодическом режимах.

Промысловый сбор, сепарация и подготовка водогазонефтяной эмульсии Таныпского месторождения в настоящий период осуществляется на ДНС-0610, ДНС-0611, УППН «Танып».

На рисунке 5.3 изображена система сбора нефти и газа Таныпского месторождения.

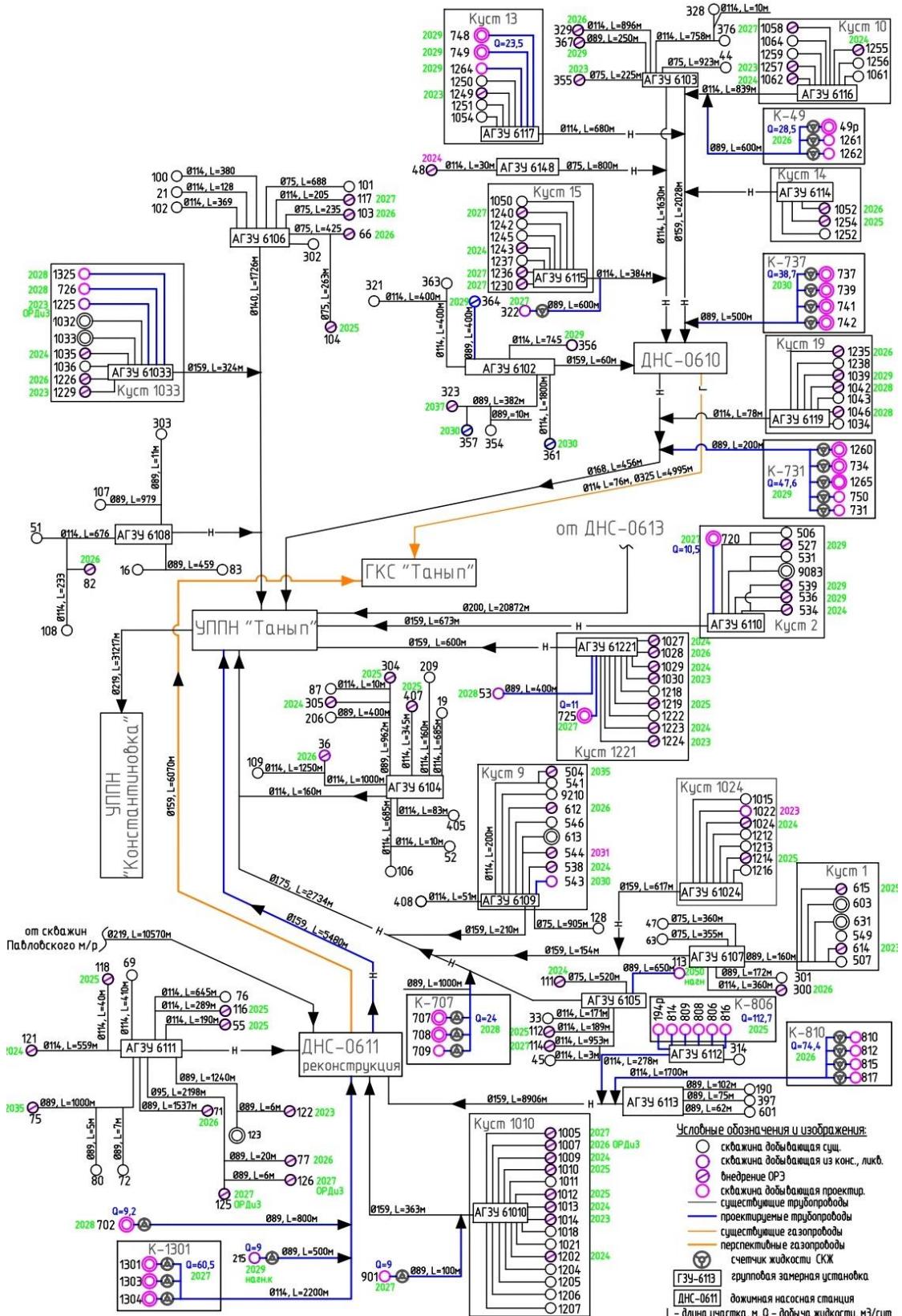


Рис. 5.3. Система сбора нефти и газа Таныпского месторождения

ДНС-0610

Объёмы сепарационно-накопительных ёмкостей: БЕ-1 - 200 м³, БЕ-2 - 200 м³. Ёмкости оснащены уровнемерами, датчиками предельного уровня, манометрами, предохранительными клапанами, люками для внутреннего осмотра, а также дренажной линией для опорожнения буферных емкостей.

Технологической схемой предусмотрена параллельная и последовательная работа сепарационной емкости Е-1 и буферной Е-2.

При последовательной работе из сепарационной емкости Е-1 разгазированная нефть поступает в буферную (аварийную) емкость Е-2.

При параллельной работе, частично дегазированная нефть из БЕ-1, 2 поступает на сетчатые фильтры ФС-150, необходимые для защиты насосного оборудования от попадания каких-либо инородных твердых частиц механических примесей.

ДНС-0611

Площадка насосной станции ДНС-0611 предназначена для проведения первой ступени сепарации нефти от газа, поступающей с АГЗУ-6111, 6112, 61010, СКЖ на скв. 190, 397, 601 при проведении мероприятий по промывке нефтепровода АГЗУ-6113 – ДНС-0611, ДНС-0611 – УППН «Танып» горячей водой с реагентом.

Подготовка

Подготовка продукции скважин ведется на технологических установках до норм товарной продукции и обеспечение ее автоматизированного учета. Участок предварительной подготовки нефти (УППН) «Танып» предназначен для обработки водонефтяной эмульсии и подготовки нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия» с Таныпского (Таныпского, Северо-Таныпского, Петуховского поднятий) месторождений ЦДНГ № 6 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

УППН «Танып»

Предназначен для обработки водонефтяной эмульсии и подготовки нефти и построен согласно проекту, разработанному Пермским филиалом «Гипровостокнефть», и был запущен в эксплуатацию в 1959 году.

Водогазонефтяная эмульсия на УППН «Танып» поступает двумя потоками:

- поток 1 - с ДНС-0611 и с групповых замерных установок ГЗУ № 6106, 6108, 6104, 6105, 6107, 6109, 6110 Танынского месторождения с давлением 0,4-0,8 МПа, температурой до 18 °C (в зависимости от времени года) поступает на распределительную гребенку и затем, в теплообменники ТО-2/1, 2.

Нагретая нефтяная эмульсия после ТО-2/1, 2 поступает в нефтегазовый сепаратор УСУ-1 ($V=100\text{ m}^3$) или в УСУ-2 ($V=50\text{ m}^3$) или в УСУ-3 ($V=200\text{ m}^3$).

- поток 2 (разгазированная водонефтяная эмульсия) - с ДНС-0610 Танынского месторождения и поступает на распределительную гребенку. Часть нефтяной эмульсии потока 2 может смешиваться с потоком 1.

Далее нефтяная эмульсия поступает в нефтегазовый сепаратор УСУ-2 для проведения первой ступени сепарации и предварительного сброса пластовой воды.

Частично дегазированная и обезвоженная нефтяная эмульсия после УСУ-1, 2, 3 поступает на прием концевых сепарационных установок КСУ-1,2.

Нефтяная эмульсия из КСУ-1, 2 направляется в резервуар предварительного сброса воды РВС-2 ($V=5000\text{m}^3$).

При выводе из технологического процесса РВС-5000 № 2, в качестве резервуара предварительного сброса может работать РВС-5000 № 1, 3 ($V=5000\text{m}^3$).

После отделения свободной пластовой воды в РВС № 2 (1), нефтяная эмульсия со стояка высотой 6 (8) м для РВС № 2, стояка высотой 7 м для РВС № 1, поступает на технологические насосы Н-1 (2) (ЦНС 180/170) и Н-3 (ЦНС 300/60).

При работе РВС № 3 в качестве резервуара предварительного сброса нефтяная эмульсия со стояка высотой 7 (9) метров поступает на технологические насосы № 1 (2) и Н-3.

С технологических насосов водонефтяная эмульсия движется на узел учета жидкости.

Далее водонефтяная эмульсия поступает через расходомер на подогреватели нефти П-1/1, 2, 3 (на П-1/1, П-1/2 для нагрева до 65 °C, на П-1/3) для нагрева до 75 °C).

Нагретая в печах до температуры 60-75 °C нефтяная эмульсия поступает в сепараторы второй ступени С-1, 2 (V=100 м³).

Перед сепараторами и отстойниками в поток нефтяной эмульсии через диспергаторы Д-1, Д-2 подается насосом Н-23 (Н-24), нагретая в (блоке нагрева пресной воды) пластинчатых теплообменниках ТО-3/1, 2 до 65°C пресная вода в объеме от 2% до 5% от объема подготавливаемой нефти.

В отстойниках обессоливания О-2/1, 2 происходит подготовка нефти по содержанию хлористых солей до 1 группы качества по ГОСТ Р 51858-2020.

Схемой предусмотрена возможность подачи нефтяной эмульсии, минуя сепараторы С-1, 2 при выводе их в ремонт, в отстойники О-2/1, 2.

Нефть с остаточным содержанием воды не более 0,5 % объема с температурой 30-65 °C из С-1, 2 поступает на ТО-2/1, 2.

Охлажденная в теплообменниках ТО-2/1, 2 до температуры 30-60 °C нефть поступает на концевую сепарационную установку КСУ-3 (V=50 м³) для окончательного разгазирования.

Имеется возможность направить из ТО-2/1, 2 некондиционную нефть в КСУ-1.

Из КСУ-3 товарная нефть поступает в резервуары товарной нефти РВС № 1, 3, 4 (V=5000 м³) на высоту 1 метр (или 4 метра).

После подготовки нефти в РВС № 1,2,3 до товарной кондиции в соответствии с ГОСТ Р 51858-2020 нефть поступает на насосы внешнего транспорта № 7,8 (ЦНС 180x425 – 2 шт.).

После насосов нефть поступает на узел учета нефти (УУН), где проходит через одну из измерительных линий, поступает на камеру пуска-приема очистного устройства (КПОУ) и транспортируется на УППН «Константиновка».

Осложнения при эксплуатации системы

Основные осложняющие факторы при эксплуатации Танынского газонефтяного месторождения обусловлены:

- Содержанием в нефти асфальтенов, парафинов и смол, что может привести к их отложениям в нефтесборных коллекторах в определенных условиях;
- Увеличением вязкости потока при снижении его температуры и росте обводненности нефтяных эмульсий;
- Повышению стойкости водонефтяных эмульсий;
- Наличием коррозионно-активных компонентов в продукции.

Для исключения процессов образования и выпадения парафинов в НКТ и призабойной зоне пласта (ПЗП) необходимо предусмотреть ингибиторную защиту, использовать специально подобранные в лабораторных условиях растворители или ингибиторы АСПО и соблюдать температурный режим пласта, так как охлаждение нефти является основным фактором, способствующим кристаллизации парафина в ПЗП, стволе скважины и НКТ.

При увеличении доли воды в нефтяных эмульсиях значительно возрастают величины динамической вязкости. Это может создать затруднения при дальнейшем транспорте эмульсий до установки подготовки нефти, росту давления в трубопроводах, что приведет к увеличению нагрузок на глубинно-насосное оборудование и снижению производительности оборудования.

При увеличении доли воды в потоке интенсивность отложения парафина снижается из-за увеличения суммарной теплоемкости потока, изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.

К факторам, отрицательно влияющим на процесс обезвоживания

нефтяной эмульсии на установках промысловой подготовки нефти, относятся высокое содержание высокомолекулярных эмульгаторов природного типа (асфальтенов и смол), твердых поверхностно-активных эмульгаторов, образуемых мелкодисперсными абразивными частицами различного происхождения (песок, глина, кристаллы солей, продукты коррозии и другие), находящихся в добываемой скважинной жидкости во взвешенном состоянии.

Повышение стойкости водонефтяных эмульсий также может создать некоторые проблемы в процессах подготовки нефти: может возникнуть необходимость увеличения температуры нагрева продукции на установках подготовки, применения более эффективных химических реагентов или увеличения их расходов, и, как следствие, использование дополнительного оборудования и увеличение эксплуатационных затрат.

В случае возникновения ситуаций, приведенных выше, необходимо организовать подачу реагентов: деэмульгаторов, которые влияют на реологические свойства нефтяных эмульсий или ингибиторов для защиты нефтепроводов от отложений АСПО, а также ингибиторов от коррозионных процессов.

Основные выводы по главе 5:

1. На Таныпском месторождении предусмотрена типовая конструкция скважин: правление диаметром 426 мм (324 мм – скважина малого диаметра) на глубину 20 м, кондуктор диаметром 324 мм (245 мм) на глубину 120 м, техническая колонна диаметром 245 мм (168 мм) на глубину 490 м, эксплуатационная колонна спускается до проектной глубины. При строительстве наклонно-направленных скважин используется эксплуатационная колонна диаметром 168 мм (146 мм) и 114 мм (скважины малого диаметра).

2. На дату анализа на объекте 29 скважин оборудованы УЭЦН, одна – ЭОВН, 24 скважины – УШГН, четыре ОРД (ШГН-ШГН) и восемь нагнетательных скважин, семь из которых оснащены ОРЗ. Чаще всего

используются насосы: УЭЦН-40 (шесть скважин), УЭЦН-60 (семь скважин), НВ-38 (10 скважин), НН-44 (девять скважин).

3. У 45 скважин (77,6% действующего добывающего фонда) наблюдаются пластовые давления ниже давления насыщения, что говорит об ухудшенном энергетическом состоянии.

4. Основными осложнениями при эксплуатации скважин являются асфальтеносмолопарафиновые отложения, солеотложения, влияние газа, коррозионный износ, механические примеси, образование эмульсий. Для предупреждения и борьбы с АСПО используют скребки, промывки скважин горячей нефтью или горячей водой с добавлением ингибиторов парафиноотложений, обработки скважин растворителями АСПО, с солеотложениями – используют химические реагенты, со свободным газом – используются газосепараторы, газосепараторы в компоновке с мультифазными модулями, якори газопесочные (ЯГП, ПГ-3, ПГ-5, ПГ-8), якори газовые (ЯГ-1), с механической коррозией – используют ингибитор коррозии «Эфрил ИК-3» и оснащение компоновки фильтром ФБР-5, сепаратором ССМПЦ, якорями газопесочными ПГ-5, фильтрами сетчатыми, газопесочными (ЯГП, ПГ-3, ПГ-5, ПГ-8), с образованием эмульсий – используют химические реагенты-деэмульгаторы.

5. Промысловый сбор, сепарация и подготовка водогазонефтяной эмульсии Таныпского месторождения в настоящий период осуществляется на ДНС-0610, ДНС-0611, УППН «Танып».

6. Основными осложнениями на системе сбора являются содержание в нефти асфальтенов, парафинов и смол, увеличением вязкости потока, повышению стойкости водонефтяных эмульсий, наличие коррозионно-активных компонентов в продукции. В случае возникновения данных осложнений необходимо организовать подачу реагентов: деэмульгаторов, которые влияют на реологические свойства нефтяных эмульсий или ингибиторов для защиты нефтепроводов от отложений АСПО, а также ингибиторов от коррозионных процессов.

6. ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

6.1. Исследование связей между нагнетательными и добывающими скважинами визейского объекта

Для принятия решений по оптимизации системы ППД необходимо определить, имеется ли связь между нагнетательными и добывающими скважинами, а если имеется, то оценить, насколько сильна эта связь.

В настоящей работе для этого использовался статистический метод ранговой корреляции Спирмена. Данный метод предоставляет возможность установить степень и направленность корреляционной связи между двумя переменными с помощью определения соответствующего коэффициента (ранговой корреляции Спирмена).

Коэффициент ранговой корреляции Спирмена (далее – коэффициент Спирмена) основан на предоставлении ранга (от 1 до n) значениям двух переменных и вычислению разности рангов (d) каждой анализируемой пары. Далее значения разностей используются для расчета коэффициента корреляции [6].

С применением данного метода изучаются корреляции показателей между добывающими и нагнетательными скважинами. Параметр А – приемистость нагнетательных скважин ($\text{м}^3/\text{сут}$), параметр В – дебит добывающих скважин по жидкости (т/сут). Данные, используемые в анализе, взяты по состоянию 01.01.2024. Ранги предоставляются в диапазоне от 1 до 12 соответствую количеству месяцев за последний календарный год.

Применение отмеченного метода демонстрируется на примере визейского объекта Таныпского месторождения (северная часть Таныпского поднятия), а именно – район нагнетательной скважины 1059 и добывающих скважин 1062, 1058, 1257, 1061 и 1068. Границы рассматриваемого участка представлены на рисунке 6.1.

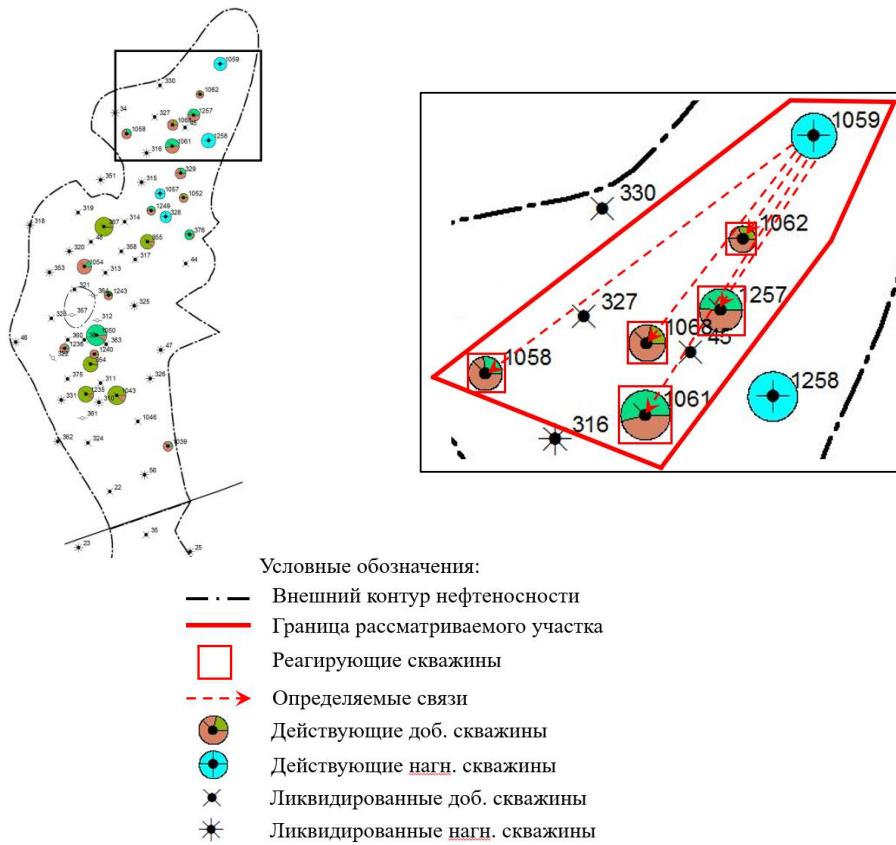


Рис. 6.1. Анализируемый участок визейского объекта Таныпского месторождения (северная часть Таныпского поднятия)

В таблице 6.1 содержатся необходимые данные для расчета коэффициента Спирмена, показанные в качестве примера для пары скважин 1059 (нагн.) и 1062.

Таблица 6.1
Данные для расчета коэффициента Спирмена для определение гидродинамической связи скважин 1059 и 1062

n	A	B	ранг A, d_a	ранг B, d_b	$(d_a - d_b)^2$
1	44	0,123	10	11	1
2	36	0,119	6,5	10	12,25
3	34	0,118	4	8,5	20,25
4	41	0,118	9	8,5	0,25
5	51	0,107	12	6,5	30,25
6	38	0,107	8	6,5	2,25
7	36	0,094	6,5	2,5	16
8	34	0,097	4	4,5	0,25
9	34	0,097	4	4,5	0,25
10	33	0,088	2	1	1

n	A	B	ранг A, d _a	ранг B, d _b	(d _a -d _b) ²
11	50	0,094	11	2,5	72,25
12	31	0,156	1	12	121
Сумма					277

Формула вычисления коэффициента Спирмена:

$$p = 1 - 6 \cdot \frac{\sum d^2}{n^3 - n} = 1 - 6 \cdot \frac{277}{12^3 - 12} = 0,031 \quad (6.1)$$

В таблице 6.2 представлен теоретический диапазон значений коэффициента Спирмена и сила связи, характерная для диапазона [6].

Таблица 6.2
Диапазон значений коэффициента Спирмена

Коэффициент корреляции	Сила связи
r _s < 0,1	Связь практически отсутствует
0,101 < r _s < 0,3	Слабая связь
0,301 < r _s < 0,5	Умеренная связь
0,501 < r _s < 0,7	Связь средней силы
0,701 < r _s < 0,9	Сильная связь
0,901 < r _s < 1,0	Очень сильная связь

Коэффициент Спирмена для пары скважин 1059 (нагн.) и 1062 составил 0,031, что говорит о том, что связь между параметрами практически отсутствует. Значения коэффициента Спирмена для других пар скважин 1059 (нагн.) и 1058, 1059 (нагн.) и 1257, 1059 (нагн.) и 1068, 1059 (нагн.) и 1061 рассчитаны аналогично и составили 0,561, 0,358, 0,463, 0,247 соответственно. Исходя из данных в таблице 6.2, можно сделать вывод, что гидродинамическая связь между скважинами 1059 (нагн.) и 1062 – практически отсутствует, между 1059 (нагн.) и 1058 – связь средней силы, между 1059 (нагн.) и 1257 – умеренная связь, между 1059 (нагн.) и 1068 – умеренная связь, 1059 (нагн.) и 1061 – слабая связь.

Информация по наличию или отсутствию связей нагнетательных и добывающих скважин по другим районам нагнетательных скважин (I, II, III, IV и др.) приведена в графическом виде на рисунках 6.2 и 6.3.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что у 20 добывающих скважин (42,6%) отсутствует гидродинамическая связь с нагнетательными

скважинами, слабая связь у четырех скважин (8,5%), умеренная связь у 12 скважин (25,5%), связь средней силы у восьми скважин (17,0%), сильная связь у двух скважин (4,3%) и очень сильная связь у одной скважины (2,1%). Данные результаты использовались для подбора скважин для проведения оптимизационных мероприятий.

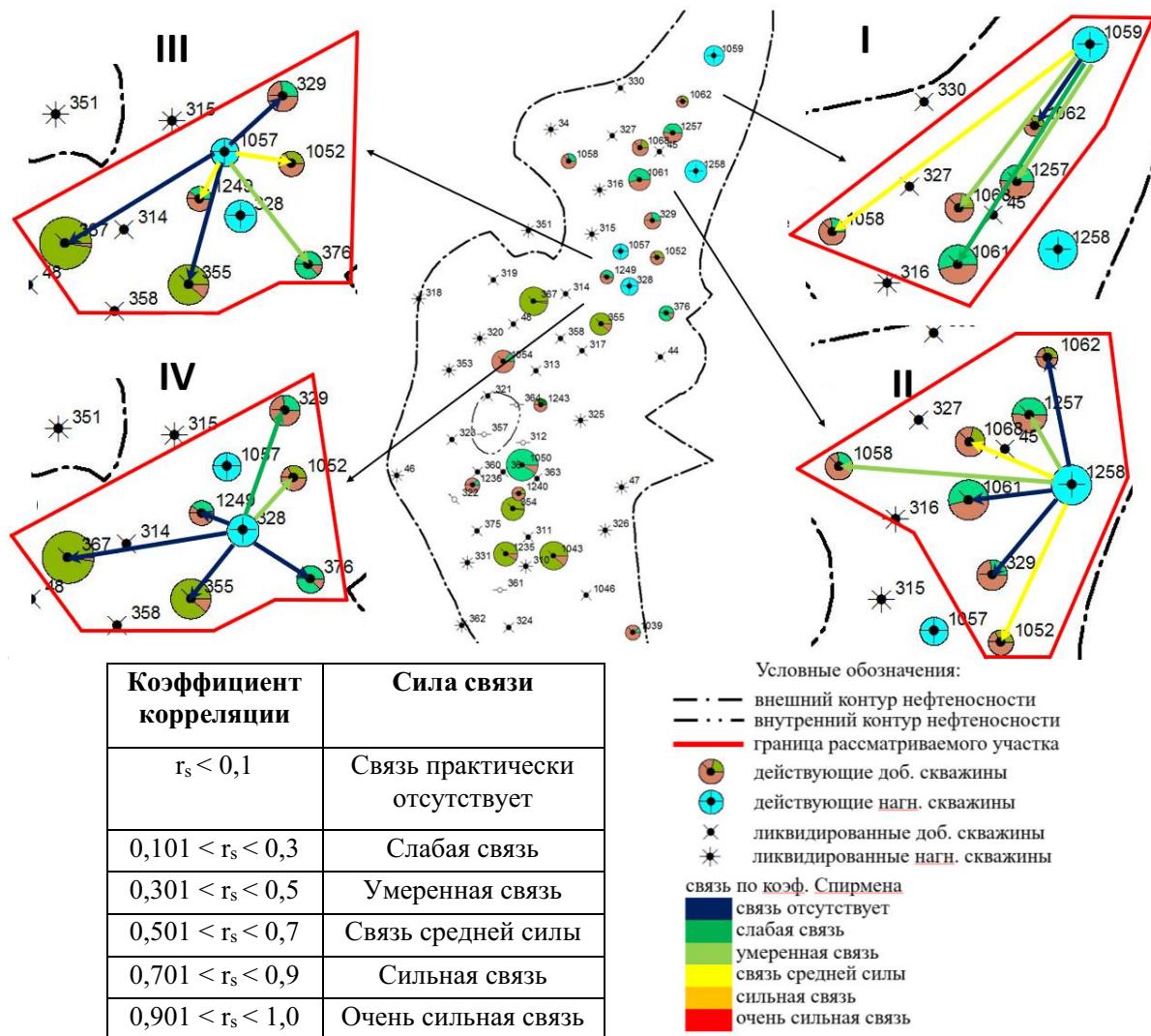


Рис. 6.2. Связи нагнетательных и добывающих скважин визейского объекта (северная часть Таныпского поднятия) на основании коэффициента Спирмена

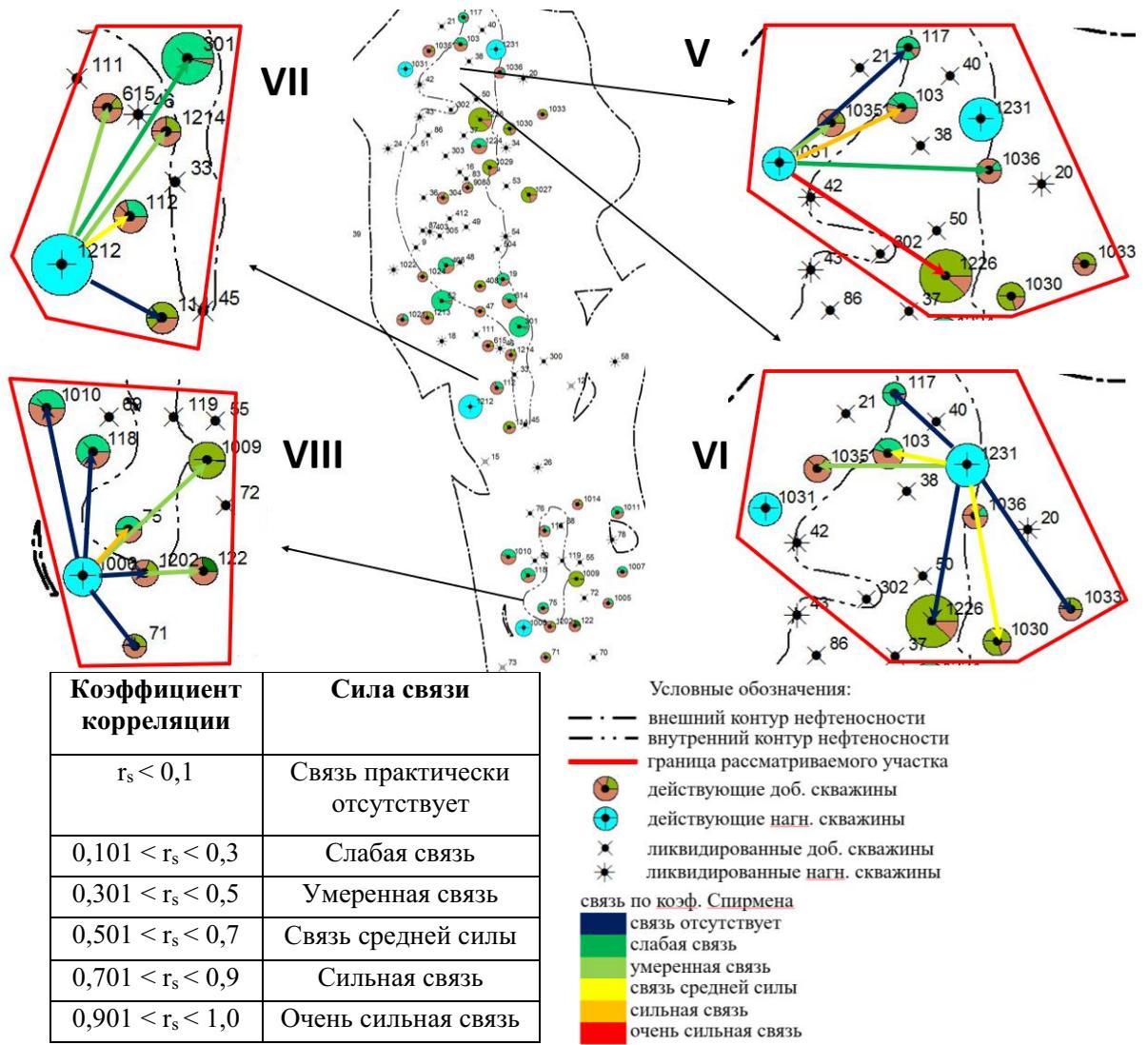


Рис. 6.3. Связи нагнетательных и добывающих скважин визейского объекта (центральная и южная часть Таныпского поднятия) на основании коэффициента Спирмена

6.2. Разработка мероприятий по усилению системы ППД

Одной из важнейших задач при разработке нефтяных месторождений является поддержание удовлетворительного энергетического состояния эксплуатационного объекта, что, как правило, осуществляется посредством закачки воды в пласт.

На визейском объекте Таныпского месторождения отмечается неравномерный характер распределения энергетического состояния по площади залежи (рис. 6.4). В частности, выделяются участки с пониженным

пластовым давлением, на которых требуется проведение мероприятий по оптимизации системы ППД.

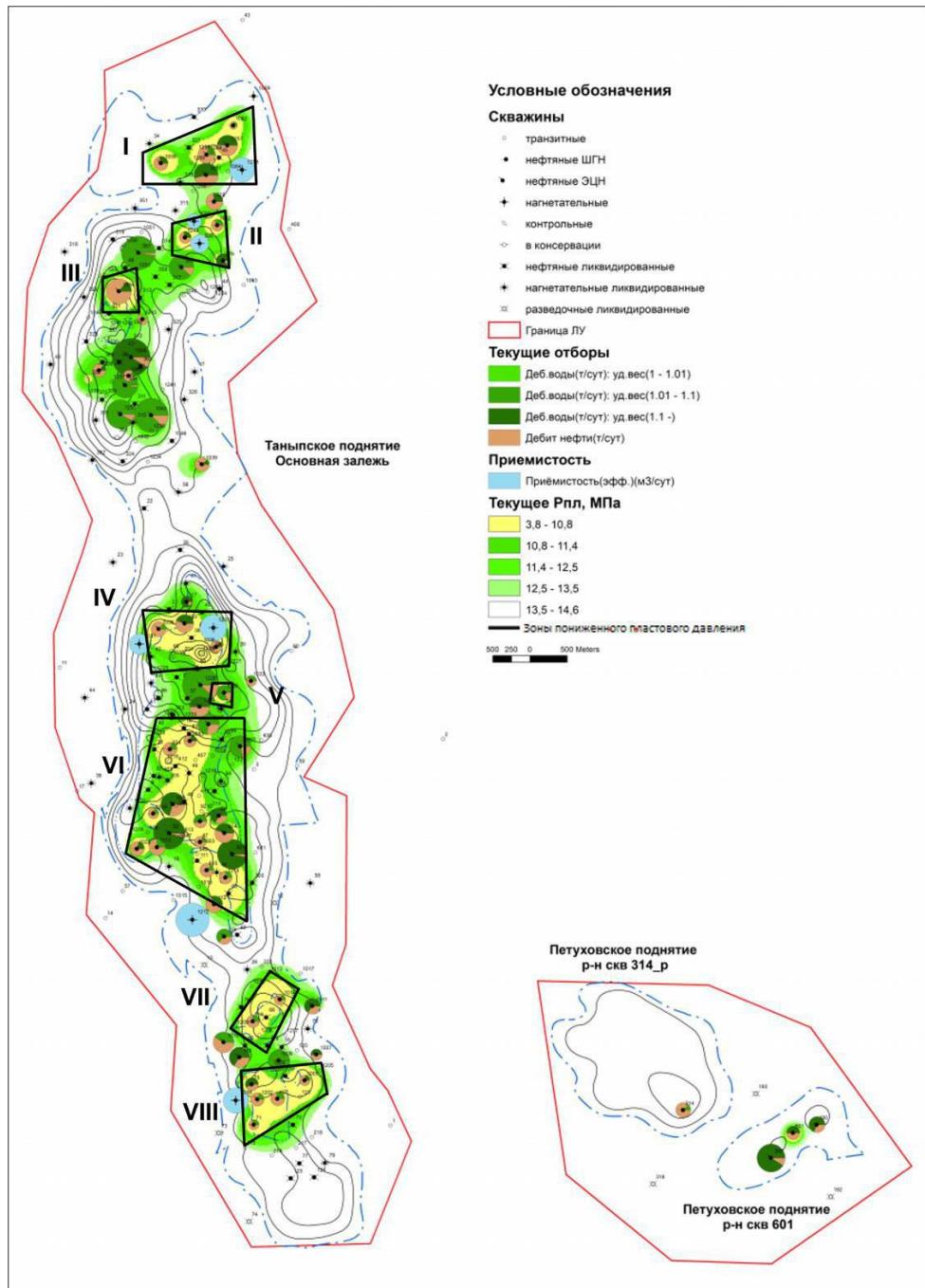


Рис. 6.4. Карта текущего энергетического состояния визейского объекта Таныпского месторождения

Из карты текущего энергетического состояния объекта зоны с пониженным пластовым давлением наблюдаются в северной части основной

залежи в районах скважин: I – скважины 1257 и 1058, II – скважины 1052 и 1249, III – скважина 1054; в центральной части основной залежи в районах скважин: IV – скважина 103 и другие добывающие скважины в ее окружении, V – скважина 1030, VI - скважина 405 и другие добывающие скважины в ее окружении; в южной части основной залежи в районе скважин: VII – скважина 122 и другие добывающие скважины в ее окружении, VIII – 1014 скважина и другие добывающие скважины в ее окружении. Это необходимо учитывать при формировании технологических решений по оптимизации системы заводнения. Представляется целесообразным разделение мероприятий на две группы – оптимизация действующего фонда нагнетательных скважин и организация новых очагов закачки.

6.2.1. Оптимизация действующего фонда нагнетательных скважин

Текущая компенсация в районах нагнетательных скважин составила: 1258 и 1059 – 69,2%; скв. 328 и 1057 – 27,2%; скв. 1231 и 1031 – 38,7%; скв. 1212 – 50,9%; скв. 1006 – 11,1%. Компенсация у всех районов составляет менее 100%, что свидетельствует о необходимости локально увеличить закачку за счет интенсификации приемистости.

Для улучшения энергетического состояния предлагается увеличить приемистость нагнетательных скважин за счет проведения ГРП в 2025 г. Данное решение, в свою очередь, также позволит улучшить гидродинамическую связь нагнетательных скважин с окружающими добывающими скважинами.

По ранее выявленным слабым гидродинамическим связям методом Спирмена для проведения ГРП для оптимизации выбраны нагнетательные скважины 1258, 1057, 328, 1231, 1006. На рисунках 6.5 и 6.6 представлены районы выбранных нагнетательных скважин для проведения мероприятия ГРП (данные методы воздействия обозначены «звездочкой»).

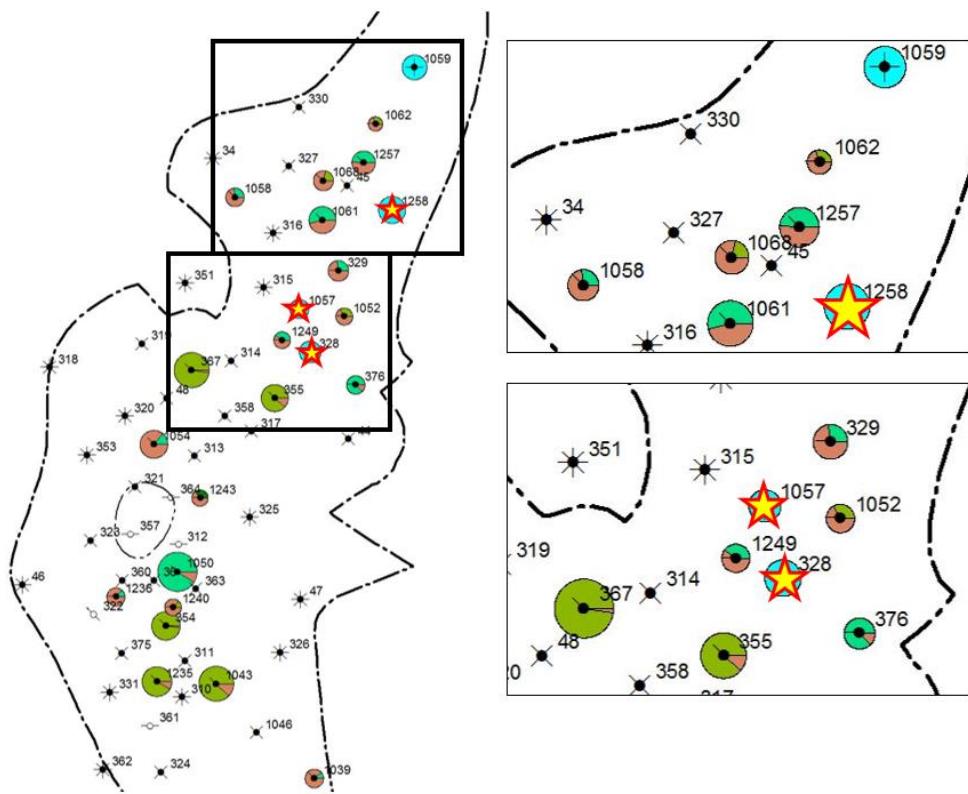
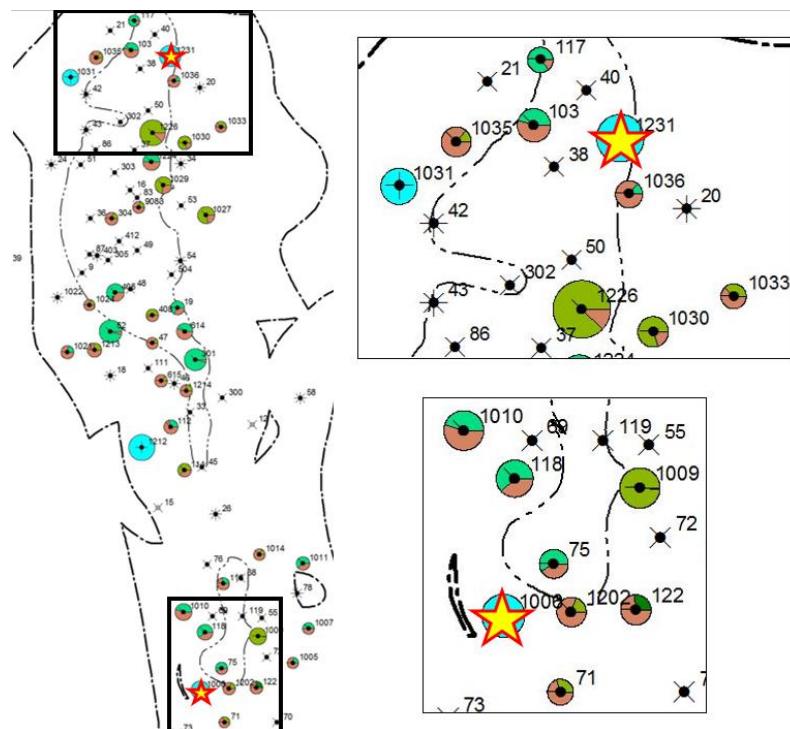


Рис. 6.5. Расположение нагнетательных скважин для проведения ГРП на визейском объекте (северная часть)



Так как на месторождении практически отсутствует опыт проведения ГРП на нагнетательном фонде, в качестве скважины-аналога выступает нагнетательная скважина 602 с ближайшего разрабатываемого Батырбайского месторождения объекта С₁в (Тл-Бб-Рд). До проведения ГРП приемистость составляла 67 м³/сут, а после проведения средняя приемистость составила 152 м³/сут (увеличение приемистости в 2,3 раза). Средний прирост дебита нефти по окружающим семи скважинам составил 3,1 т/сут, то есть на одну скважину 0,44 т/сут. Таким образом, на 1 м³/сут дополнительно закачиваемой воды пришлось 0,036 т/сут прироста суммарного дебита нефти по очагу или 0,005 т/сут на скважину. Время эффекта составило 2 года.

С применением метода аналогии проведен расчет средних приростов приемистости и дебита нефти на примере нагнетательной скважины 1258 на визейском объекте Таныпского месторождения. Текущая средняя приемистость составляет 53 м³/сут. После проведения ГРП ее средняя приемистость составит:

$$53 \cdot 2,3 = 120 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (6.2)$$

Всего приемистость увеличится на 67 м³/сут, тогда прирост дебита нефти на одну добывающую скважину составит:

$$0,005 \cdot 67 = 0,3 \text{ т/сут} \quad (6.3)$$

В окружении скважины 1258 находится семь скважин (рис. 6.5), тогда суммарный прирост дебита составит:

$$0,3 \cdot 7 = 2,1 \text{ т/сут} \quad (6.4)$$

Средняя дополнительная добыча нефти после ГРП на нагнетательной скважине рассчитывалась аналитически с учетом фактических темпов снижения базовой добычи на месторождении и аналогах, составляющие 5% в год. Соответственно, в первый расчетный год дополнительная добыча нефти составит 0,7 тыс. т., за все время эффекта (694 сут.) – 1,5 тыс. т.

При проведении аналогичных расчетов для других скважин получены результаты, представленные в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Результаты проведения ГРП на нагнетательных скважинах

скважи на	Количест во доб. скважин в окружени ии	Средняя приемисто сть до ГРП, м3/сут	Средняя приемисто сть после ГРП, м3/сут	Тек. компенсац ия по очагу до проведения ГТМ, %	Тек. компенсац ия по очагу после проведения ГТМ, %	Средни й прирост дебита нефти на одну скважину, т/сут	Дополнитель ная добыча нефти, тыс.т
1258	7	53	120	40,4	93,6	0,30	1,5
1057	6	19	43	12,7	32,1	0,12	0,5
328	6	27	61	14,5	44,4	0,17	0,7
1231	7	43	98	26,8	75,3	0,28	1,4
1006	7	42	96	32,0	89,5	0,27	1,3

Таким образом, проведение пяти операций ГРП на пяти нагнетательных скважинах обеспечит получение суммарной дополнительной добычи нефти за время эффекта 5,4 тыс. т.

6.2.2. Организация очагов нагнетания в зонах пониженного пластового давления

Новые очаги нагнетания для улучшения энергетического состояния залежи, принимая инвестиционный характер мероприятия, предлагается организовывать в 2027 г. путем перевода добывающих скважин под закачку в зонах с пониженным пластовым давлением на участках III, VI, VII, VIII.

Требования к добывающим скважинам для перевода под нагнетание являются дебит нефти менее 3,0 т/сут и обводненность скважинной продукции больше 90%. Исходя из данных требований для перевода под закачку взяты добывающие скважины, представленные в таблице 6.4.

Таблица 6.4

Скважины для перевода под закачку и их технологические показатели

скв.	qн, т/сут	qж, т/сут	% воды
52	3,0	66,5	95,3
301	2,4	61,0	96,0
354	1,0	46,8	97,8
1009	0,2	30,0	99,2

На рисунке 6.7 желтыми фигурами показано расположение выбранных скважин для перевода под закачку.

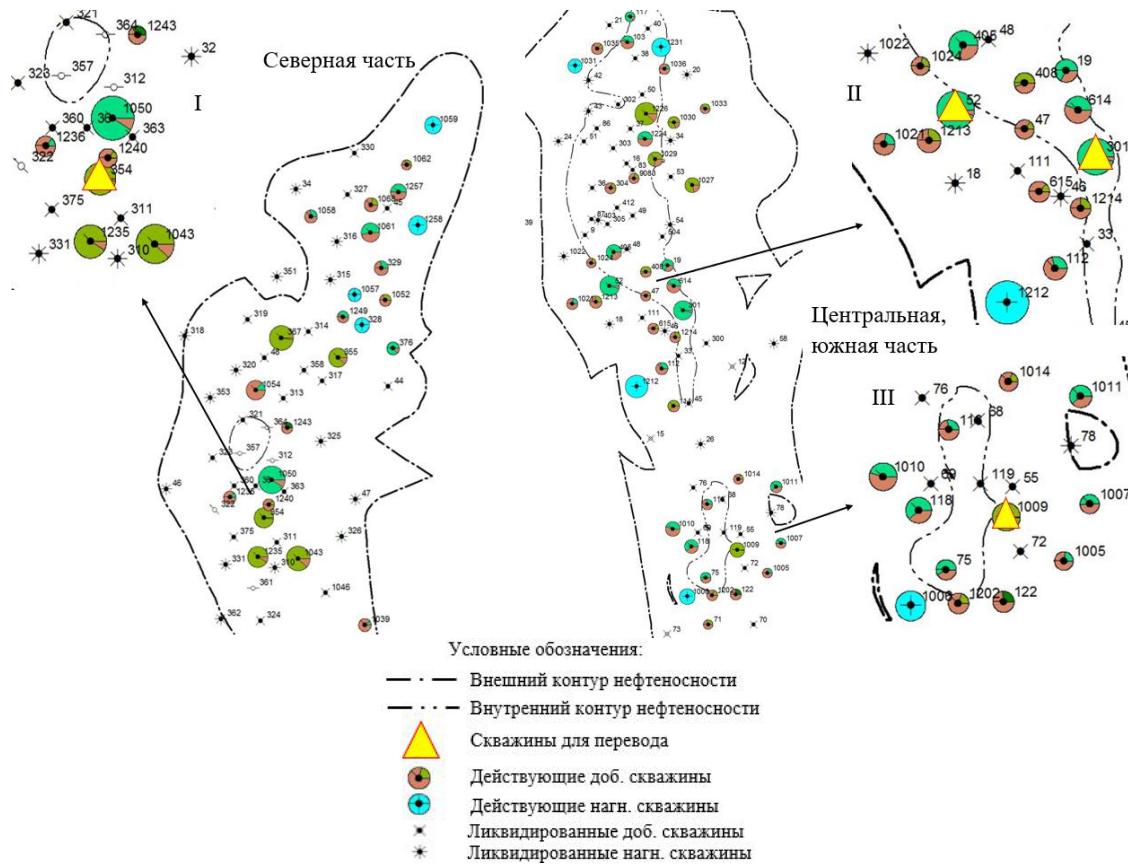


Рис. 6.7. Районы скважин для перевода под закачку на визейском объекте Таныпского месторождения

На визейском объекте в 2019 году введена под закачку скважина 1059. За последние пять лет средняя приемистость скважины составила $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, суммарный прирост дебита нефти четырех окружающих скважин составил 2,0 т/сут или 0,5 т/сут на одну добывающую скважину. Дополнительная добыча нефти продолжается, на дату анализа – 5,0 тыс. т.

С применением метода аналогии проведен расчет средних показателей эффективности на примере скважины 52 на визейском объекте Таныпского месторождения. При переводе под закачку приемистость этой скважины принята равной $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, прирост дебита нефти на одну окружающую скважину с учетом фактических результатов на аналоге – 0,5 т/сут.

В окружении скважины 52 находится шесть скважин (рис. 6.7), тогда суммарный прирост дебита составит:

$$0,5 \cdot 6 = 3,0 \text{ т/сут} \quad (6.5)$$

Средняя дополнительная добыча нефти после организации нового очага закачку рассчитывалась аналитически с учетом фактических темпов снижения базовой добычи на Таныпском месторождении и аналогах, составляющие 5% в год. Соответственно, в первый расчетный год дополнительная добыча нефти составит 1,0 тыс. т. за весь прогнозный период (11 лет) – 12,5 тыс. т.

Для остальных новых очагов закачки расчеты выполнены аналогично и представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5
Результаты при переводе добывающих скважин под нагнетание

скв.	Количество доб. скважин в окружении	Средняя приемистость, м ³ /сут	Средний прирост дебита нефти по очагу, т/сут	Доп добыча, тыс. т.
52	6	50	3,0	8,9
301	4	50	2,0	6,0
354	5	50	2,5	7,8
1009	7	50	3,5	10,3

Таким образом четыре новых очага закачки суммарно обеспечат получение дополнительной добычи нефти за период прогноза (11 лет) 32,8 тыс. т.

6.3. Проведение геолого-технологических мероприятий на добывающем фонде скважин

Для увеличения продуктивности добывающего фонда целесообразно предусмотреть геолого-технологические мероприятия на скважинах, требующих оптимизации. Предлагается провести операции ГРП в 2025 г., так как при ранее проведенном анализе фактических геолого-технологических мероприятий эффективность этой технологии одна из наибольших (средний прирост дебита за одну скв./опер. составляет 6,2 т/сут).

В таблице 6.6 указаны требования для проведения ГРП в добывающих скважинах.

Таблица 6.6
Требования для проведения ГРП на добывающем фонде

Вид ГТМ	Тип коллектора	Обводненность, %	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Текущее энергетическое состояние, МПа
ГРП	Терригенный	Менее 30%	Более 3,5	$P_{пл} \geq 0,7 P_{нач}$

При анализе текущего энергетического состояния добывающих скважин на объекте, подходящими являются 10 скважин, представленные в таблице 6.7.

Таблица 6.7
Результат отбора скважин по пластовому давлению

Скв	Р _{пл}	Р _{нач}	Обводненность	Текущий дебит нефти
19	12,5	14,5	58	4,8
117	11,2	14,5	78,5	0,7
118	12,7	14,5	67,5	8,6
355	11,1	14,5	85	4,7
1029	15	14,5	66,3	8,1
1033	13,4	14,5	30,7	2,8
1061	13,6	14,5	44	18,6
1213	15	14,5	21,3	12,1
1235	12,7	14,5	89,3	4,3
9083	10,9	14,5	15,8	4,9

Из таблицы 6.7 видно, что у большинства скважин (6 из 10) обводненность больше, чем необходимо по требованию (менее 45%), что обуславливает высокие риски проведения на них ГРП в связи с вероятностью прорыва воды. Перспективными для реализации ГРП остаются скважины: 1033, 1061, 1213 и 9083. При этом скв. 1061 и 1213 хоть и имеют удовлетворительную обводненность критериям применимости, но эксплуатируются с высокими дебитами нефти (более 12 т/сут), что не позволяет выбрать их как первоочередные для проведения ГРП.

Таким образом, для реализации рассматриваемой технологии воздействия на пласт первоочередными скважинами-кандидатами являются малодебитные скважины 9083 и 1033. На рисунке 6.8 представлена выкопировка из карты плотности распределения остаточных подвижных запасов, на которой показано их расположение.

Скважины-кандидаты находятся на севере центральной части визейского объекта Таныпского месторождения. В районе скважины 9083 плотность распределения остаточных подвижных запасов составляет 0,6-0,75 тыс. т./тыс. м², а в районе скважины 1033 – 0,15-0,3 тыс. т./тыс. м². Это означает, что в данных районах скважин отмечается наличие остаточных запасов нефти, следовательно, проведение ГРП будет целесообразно и, вероятно, окупит затраты на проведение мероприятий.

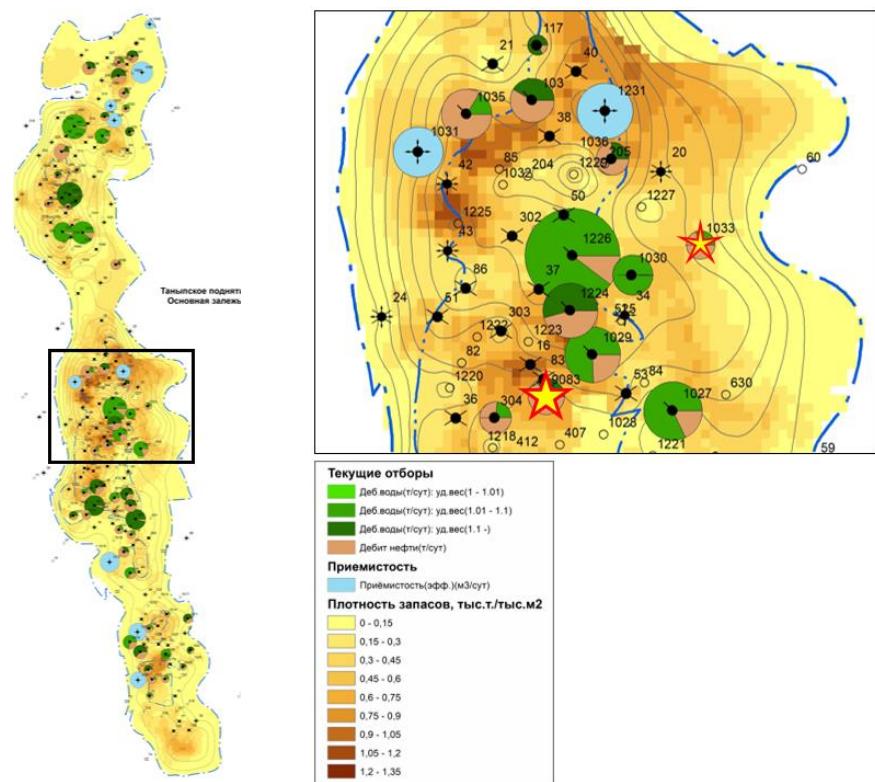


Рис. 6.8. Выкопировка из карты плотности распределения остаточных подвижных запасов визейского объекта Таныпского месторождения

Оценка эффективности ГРП на добывающих скважинах 9083 и 1033 выполнена по аналогии с фактическим опытом реализации мероприятия на Таныпском месторождении: средний прирост дебита принят равным 6,0 т/сут, дополнительная добыча нефти 7,8 тыс. т., ожидаемая продолжительность эффекта – 1296 сут.

Таким образом ожидаемая суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГРП на скважинах-кандидатах добывающего фонда (две операции) составит 15,6 тыс. т.

Основные выводы по главе 6:

1. С учетом текущего состояния разработки визейского объекта Таныпского месторождения разработаны мероприятия для повышения эффективности эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.
2. На нагнетательных скважинах 1258, 1057, 328, 1231 и 1006 планируется проведение гидроразрыва пласта (пять скв./опер.) с целью интенсификации закачки воды. По результатам выполненных расчетов с привлечением метода аналогии с опытом проведения аналогичных мероприятий на ближайшем Батыrbайском месторождении установлено, что текущая компенсация отборов скважины 1258 после проведения мероприятия составит 95,5%, а дополнительная добыча нефти за время эффекта – 1,5 тыс. т; скважины 1057 – 32,3% и 0,5 тыс. т.; скважины 328 – 44,7% и 0,7 тыс. т.; скважины 1231 – 76,0% и 1,4 тыс. т.; скважины 1006 – 90,3% и 1,3 тыс. т. Суммарная дополнительная добыча нефти составит 5,4 тыс. т.
3. Для улучшения энергетического состояния залежи предлагается перевод добывающих скважин 52, 301, 354 и 1009 под закачку (4 скв./опер.). На основании выполненных расчетов установлено, что дополнительная добыча нефти от окружающих скважин в районе скважины 52 составит 8,6 тыс. т., в районе скважины 301 – 6,0 тыс. т., в районе скважины 354 – 7,8 тыс. т., в районе скважины 1009 – 10,3 тыс. т. Суммарная дополнительная добыча нефти составит 32,8 тыс. т.
4. Для увеличения продуктивности добывающих скважин предлагается провести ГРП на скважинах-кандидатах 1033 и 9083. С учетом фактического опыта реализации мероприятия на Таныпском месторождении средний прирост дебита одной скважины составит 6,0 т/сут, а дополнительная добыча

нефти за время эффекта (1296 сут.) – 7,8 тыс. т. Суммарная дополнительная добыча нефти от двух рекомендованных ГРП составит 15,6 тыс. т.

5. Суммарная дополнительная добыча нефти от рекомендуемых мероприятий на добывающем и нагнетательном фонде скважин составит 53,7 тыс. т.

7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

Введение

Экономическое обоснование целесообразности внедрения технологических предложений по разработке месторождений полезных ископаемых выполняется в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов и отбору их для финансирования, которые утверждены Министерством финансов РФ.

Для данного обоснования требуется оценить экономический эффект двух вариантов: первый вариант – от применения гидроразрыва пласта в добывающих скважинах, второй вариант – от применения гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах-кандидатах и перевода добывающих скважин под закачку на визейском объекте Таныпского месторождения.

Первый вариант расчета

В первом варианте выполняется последовательный расчет:

- прироста затрат и выручки от внедрения предлагаемого технологического варианта в практику деятельности предприятия;
- годового экономического эффекта, получаемого предприятием от внедрения данного варианта;
- чистого дисконтированного дохода по предлагаемому проекту, подтверждающему его выгодность для предприятия.

Годовой экономический эффект определяется как размер экономии затрат или дополнительной прибыли, получаемой от внедрения технических предложений по разработке конкретного участка месторождения. Эти эффекты образуют денежные потоки по годам, используемые при оценке эффективности проекта.

Горизонт прогноза по проекту измеряется сроком действия экономического эффекта, который составил 4 года. Шагом расчета при оценке эффективности инвестиционного проекта целесообразно принять один год, так как экономический эффект оценивается также по годам.

При расчете годового экономического эффекта учитываются прогнозные макроэкономические данные Министерства экономического развития РФ, которые представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Прогнозные макроэкономические данные													
Годы	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Накопленных индексов цен и коэффициент мировой динамики цен на нефть													
Накопленный индекс цен в капитальном строительстве (ИПк)	1,000	1,042	1,085	1,130	1,176	1,225	1,276	1,328	1,383	1,440	1,500	1,562	1,627
Накопленный индекс цен промышленности (ИПпр)	1,000	1,033	1,071	1,109	1,149	1,189	1,232	1,276	1,321	1,368	1,417	1,468	1,520
Коэффициент мировой динамики цен на нефть (Кп)	19,03	20,69	19,86	20,13	19,95	19,98	20,02	19,98	19,99	20,00	19,99	19,99	19,99
НАЛОГИ													
Налог на доб. пол. иск., руб/т	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919	919
Urals MOM, \$/барр. (Пир)	69,0	70,1	69,6	69,6	69,7	69,6	69,6	69,7	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6
Курс нал. валюты, руб./\$ (Р)	92,0	98,0	95,0	95,0	96,0	95,3	95,4	95,6	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5
Налог на имущество, % (Ним)	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Налог на прибыль, % (Нпр)	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Цены на прокачкую на месторождении													
Нефтяной газ, руб/тыс.м3 (Нг)	5784	5975	6196	6413	6644	6880	7125	7379	7643	7915	8198	8490	8793
Нефть, руб/т (Цн)	46 340	50 150	48 233	48 233	48 869	48 445	48 515	48 610	48 523	48 549	48 561	48 544	48 552

При оценке эффективности первого варианта проекта соизмерение разновременных денежных потоков осуществляется путем дисконтирования их величины, т.е. путем приведения их ценности к моменту времени начала выполнения проекта. Для этого применяется коэффициент дисконтирования КД_i, определяемый для постоянной нормы дисконта Е_н как:

$$КД_i = \frac{1}{(1+E_n)^{i-1}}, \quad (7.1)$$

где i - номер шага расчета (i = 1, 2, ... T);

T - горизонт прогноза.

Норма дисконта представляет собой процентную ставку, характеризующую уровень желаемой доходности капитальных вложений, устанавливаемую предприятием самостоятельно.

Для оценки экономической эффективности проекта достаточно рассчитать чистый дисконтированный доход (NPV). Он определяется как сумма чистой прибыли за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу или моменту выполнения проекта. Величина NPV для постоянной нормы дисконта вычисляется по формуле:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{ЧДП_i}{(1+E_n)^{i-1}}, \quad (7.2)$$

где ЧДП_i – чистый денежный поток, образовавшийся в результате предлагаемого изменения системы разработки на i-ом шаге расчета;

i – порядковый номер периода;

T – горизонт прогноза.

Если NPV > 0, то проект является эффективным и может быть внедрен на предприятии. Чем больше NPV, тем эффективнее проект. Если инвестиционный проект будет осуществляться при отрицательном NPV, инвестор понесет убытки, т.е. проект неэффективен.

Расчет капитальных вложений в предлагаемый способ разработки

Поскольку первый вариант проекта не предусматривает инвестиций в покупку или создание основных средств, то капитальные вложения не требуются.

Расчет годового экономического эффекта от внедрения предложения по разработке месторождения

Как уже было отмечено, годовой экономический эффект от внедрения предложений может образоваться в виде экономии эксплуатационных затрат при новом варианте разработки по сравнению с базовым и в виде прибыли от продажи дополнительной продукции, произведенной благодаря внедрению технологических предложений.

При внедрении предложений экономия затрат не образуется.

Прибыль от продажи дополнительной продукции определяется в несколько этапов. Рассмотрим расчет на примере 2025 года.

1. Вводятся исходные технологические данные, представленные в табл. 7.2, на основе которых делаются дальнейшие экономические расчеты.

Таблица 7.1
Исходные данные для экономических расчетов (первый вариант)

Показатель	Год			
	2025	2026	2027	2028
Количество тонн добываемой жидкости - $\Delta Q_{Ж_i}$	5311	5046	4793	4554
Процент обводненности (Об)	22	22	22	22
Количество тонн добываемой нефти - $\Delta Q_{Н_i}$	4164	3956	3758	3570
Газовый фактор – $\Gamma\phi_i$	90,6	90,6	90,6	90,6
Объем добычи попутного нефтяного газа (ПНГ), тыс. м.3 – $\Delta Q_{ПНГ}$ за квартал	377	358	341	324

Количество тонн добываемой нефти определяется по формуле:

$$\Delta Q_{Н_i} = (1 - O_i/100) * \Delta Q_{Ж_i}. \quad (7.3)$$

$$\Delta Q_{Н_{2025}} = (1 - 22/100) * 5311 = 4164 \text{ тонн}$$

Объем добычи попутного нефтяного газа в тыс. м³ рассчитывается:

$$Q_{ПНГ_i} = \Gamma\phi_i * \Delta Q_{Н_i} / 1000. \quad (7.4)$$

$$Q_{ПНГ_{2025}} = 90,6 * 4164 / 1000 = 377 \text{ тыс. м}^3.$$

2. Определяется выручка от реализации нефти и попутного нефтяного газа в i-ом квартале:

$$B_i = Ц_{Н_i} * \Delta Q_i + Ц_{Г_i} * \Delta Q_{ПНГ_i} * 0,95, \quad (7.5)$$

$$B_{2025} = (46340 * 4164 + 5784 * 375 * 0,95) / 1000 = 195034 \text{ тыс. руб.}$$

где $\bar{C}_{\text{Н}_i}$ – цена одной тонны нефти марки Urals в i -м квартале, в руб. (табл. 7.1);

$\bar{C}_{\text{ПНГ}}$ – цена одной тыс. м³ попутного нефтяного газа, в руб. (табл. 7.1);

0,95 – процент реализации ПНГ.

Расчет выручки по годам проекта представлен в табл. 7.3

Таблица 7.2

Расчет выручки по проекту, тыс. руб.

Показатель	Год			
	2025	2026	2027	2028
Выручка от реализации продукции	195034	200415	183264	174167

3. Определяются дополнительные эксплуатационные затраты в i -ом квартале:

$$Z_i = (C_1 * S_i + (C_2 * \Delta Q_{\text{Ж}}_i + C_3 * \Delta Q_{\text{Н}}_i) / 1000) * \text{ИЦпр}_i, \quad (7.6)$$

$$Z_{2025} = \left(7964 * 0_i + \frac{141 * 600 + 202 * 360}{1000} \right) * 1 = 1396 \text{ тыс. руб.}$$

где C_1 – совокупные затраты на эксплуатацию и обслуживание добывающих скважин, объектов транспортировки нефтесодержащей жидкости, технологической подготовки нефти, на искусственное воздействие на пласт, а также общепроизводственные затраты в расчете на одну добывающую скважину, тыс. руб. (7964 тыс. руб./скв.);

S_i – количество действующих добывающих скважин, введенных в эксплуатацию по предлагаемому технологическому варианту в i -м квартале;

C_2 – совокупные затраты на энергию и материалы для добычи нефти, искусственного воздействия на пласт, транспортировки нефтесодержащей жидкости в расчете на одну тонну добываемой жидкости, руб./тонну (141 руб./тонну);

$\Delta Q_{\text{Ж},i}$ – количество дополнительных тонн жидкости, получаемых из скважин по новому варианту в i -м квартале;

C_3 – совокупные затраты на энергию и материалы для технологической подготовки и транспортировки нефти в расчете на одну тонну добываемой нефти, руб./тонну (202 руб./тонну).

4. Определение прироста затрат за счет проведения ГРП в первом году

$$Z_{ГРП,i} = Y_{ГРП} * d_i * ИЦпр_i, \quad (7.7)$$

$$Z_{ГРП,2025} = 7268 * 2 * 1 = 14536 \text{ тыс. руб.}$$

где $Y_{ГРП}$ – стоимость одной скважино-операции ГРП (7268 тыс. руб.);

d_i – количество скважино-операций проводимых в i -м квартале по проекту (2 операции).

Расчет прироста эксплуатационных затрат от увеличения объемов добычи готовой продукции представлен в табл. 7.4.

Таблица 7.3

Расчет прироста эксплуатационных затрат от увеличения объемов добычи готовой продукции тыс. руб.

Показатель	Год			
	2025	2026	2027	2028
Прирост эксплуатационных затрат	1396	1560	1537	1511
Затраты на проведение кислотной обработки скважин	14536			

5. Определяют прирост налога на добычу полезных ископаемых:

$$\Delta НДПИ_i = 919 * \Delta Q_i * (\bar{Ц}ur_i - 15) * (P_i / 261), \quad (7.8)$$

$$\Delta НДПИ_{2025} = 919 * 4164 * (69 - 15) * (92/261) = 72839 \text{ тыс. руб.}$$

где 919 – ставка налога на добычу полезных ископаемых, руб./тонну (табл. 7.1);

$\bar{Ц}ur_i$ – цена одного барреля нефти марки Urals, в долл. США/баррель (табл. 7.1);

P_i – курс рубля по отношению к доллару (табл. 7.1).

Результаты расчета прироста налога представлены в табл. 7.5.

Таблица 7.4

Расчет прироста налога на добычу полезных ископаемых, тыс. руб.

Показатель	Год			
	2025	2026	2027	2028
Прирост налога на добычу полезных ископаемых	72839	75212	68572	65144

6. Определяется прибыль от продажи дополнительной продукции:

$$\Pi_d = B_i - Z_i - Z_{ГРП,i} - \Delta НДПИ_i \quad (7.9)$$

$$\Pi_{д,2025} = 195034 - 1396 - 14536 - 72839 = 106263 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет прибыли от продажи дополнительной продукции представлен в табл. 7.6.

Таблица 7.5
Расчет прибыли от продажи дополнительной продукции, тыс. руб.

Показатель	Год			
	2025	2026	2027	2028
Прибыль от продажи дополнительной продукции	106263	123644	113154	107512

Налогооблагаемая прибыль равна прибыли от продажи дополнительной продукции, так как проект не предусматривает экономии затрат и прироста налога на имущество. Налогооблагаемая прибыль представлена в табл. 7.7.

Таблица 7.6
Расчет прироста налогооблагаемой прибыли, тыс. руб.

Показатель	Год			
	2025	2026	2027	2028
Прибыль от продажи дополнительной продукции	106263	123644	113154	107512

На основании выполненных вычислений определяется эффективность инвестиционного проекта по предлагаемому новому технологическому варианту.

Расчет эффективности инвестиционного проекта

Для расчета показателей эффективности инвестиционного проекта составляется табл. 7.8.

Таблица 7.7
Расчет чистого дисконтированного дохода, тыс. руб.

№	Наименование показателя	Год			
		2025	2026	2027	2028
2	Прирост выручки от продаж	195034	200415	183264	174167
3	Прирост эксплуатационных затрат	1396	1560	1537	1511
4	Затраты на проведение кислотной обработки скважин	14536	0	0	0
5	Прирост налога на добычу полезных ископаемых	72839	75212	68572	65144

№	Наименование показателя	Год			
		2025	2026	2027	2028
6	Прибыль от продажи дополнительной продукции	106263	123644	113154	107512
7	Прирост налогооблагаемой прибыли	106263	123644	113154	107512
8	Налог на прибыль (20%)	21253	24729	22631	21502
9	Чистая прибыль	85010	98915	90523	86010
10	Денежный поток от текущих операций	85010	98915	90523	86010
11	Чистый денежный поток	85010	98915	90523	86010
12	Коэффициент дисконтирования (при принятой величине дисконта E_n)	1,0000	0,8696	0,7561	0,6575
13	Дисконтированный чистый денежный поток	85010	86013	68449	56553
14	Накопленный чистый дисконтированный доход	85010	171023	239472	296024

В процессе определения данных табл. 7.8 выполняются следующие расчеты, связанные с моделированием и дисконтированием денежного потока, которые также рассмотрены на примере 2025 года:

1. Налог на прибыль определяется по формуле:

$$НПр_i = \Pi_{н.i} \cdot N_{нп}, \quad (7.10)$$

$$НПр_{2025} = 106263 * 0,2 = 21253 \text{ тыс. руб.}$$

где $N_{нп}$ – ставка налога на прибыль 20%, коэф.;

$\Pi_{н.i}$ – размер налогооблагаемой прибыли за i -й год расчета.

2. Чистая прибыль, которая остается в распоряжении предприятия после выплаты налога на прибыль:

$$\text{ЧПР}_i = \Pi_{н.i} - НПр_i. \quad (7.11)$$

$$\text{ЧПР}_{2025} = 106263 - 21253 = 85010 \text{ тыс. руб.}$$

3. Рассчитывается денежный поток от текущих операций:

$$CFO_i = \text{ЧПР}_i + A_i. \quad (7.12)$$

где A_i – амортизация за i -й год проекта.

$$CFO_{2025} = 85010 + 0 = 85010 \text{ тыс. руб.}$$

4. В табл. 7.8 вводится денежный поток от инвестиционных операций CFI_i , как планируемые капитальные вложения, взятые со знаком «-».

5. Вычисляется чистый денежный поток:

$$\text{ЧДП}_i = CFO_i + CFI_i. \quad (7.13)$$

где CFI_i – денежный поток от инвестиционной деятельности за i -й год проекта.

$$\text{ЧДП}_{2025} = 85010 + 0 = 85010 \text{ тыс. руб.}$$

6. Определяется коэффициент дисконтирования:

$$КД_i = \frac{1}{(1 + E_n)^{i-1}}, \quad (7.14)$$

$$КД_{2025} = 1/(1 + 0,15)^{1-1} = 1$$

Дисконтирование – это перевод ценности денежных потоков, получаемых в будущие периоды времени по проекту к их ценности на момент начала выполнения проекта.

На предприятиях нефтедобывающей отрасли промышленности Пермского края, как правило, норма дисконта (E_n) принята на уровне 15% годовых или 3,556% за квартал.

7. Оценивается дисконтированный чистый денежный поток по годам:

$$\Delta\text{ЧДП}_i = \text{ЧДП}_i \cdot КД_i. \quad (7.15)$$

$$\Delta\text{ЧДП}_{2025} = 85010 * 1 = 85010 \text{ тыс. руб.}$$

8. Рассчитывается дисконтированный чистый денежный поток нарастающим итогом по годам проекта:

$$NPV_t = \sum_{i=1}^t \Delta\text{ЧДП}_i, \quad (7.16)$$

$$NPV = 85010 + 86013 + 68449 + 56553 = 296024 \text{ тыс. руб.}$$

где t – порядковый номер года, до которого включительно рассчитывается сумма ежегодных дисконтированных чистых денежных потоков с момента начала выполнения инвестиционного проекта.

График изменения накопленного чистого дисконтированного дохода, подтверждающий срок окупаемости текущих расходов на проведения ГРП представлен на рисунке 7.1.

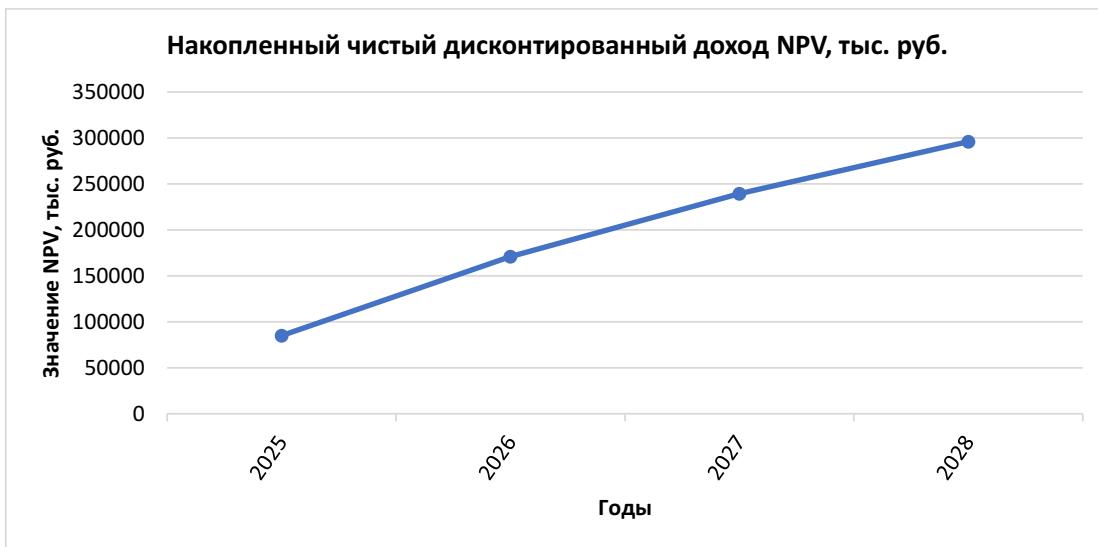


Рисунок 7.1 График зависимости NPV по скважинам №9083, 1033 от времени

По итогам анализа экономической эффективности первого варианта можно сделать вывод, что проведение ГРП является экономически целесообразным для предприятия, так как чистый дисконтированный доход больше 0 и равен 296024 тыс. руб.

Второй вариант расчета

Во втором варианте выполняется аналогичный последовательный расчет, но также рассчитываются:

- Капитальные вложения во внедрение технологического варианта разработки месторождения, предлагаемого в дипломном проекте;
- Показатели эффективности инвестиционного проекта, подтверждающие окупаемость и прибыльность для предприятия указанных капитальных вложений.

Горизонт прогноза по проекту измеряется сроком действия экономического эффекта, который составил 2 года для ГРП на нагнетательных скважинах и 11 лет от перевода добывающих скважин под закачку. Шаг расчета при оценке эффективности также принимается один год.

Прогнозные макроэкономические данные, учитываемые при расчете годового экономического эффекта, также представлены в табл. 7.1.

Помимо коэффициента дисконтирования KD_i и чистого дисконтированного дохода (NPV) также вычисляются:

Индекс доходности (PI) представляет собой отношение чистого дисконтированного дохода к величине капиталовложений, увеличенное на единицу:

$$PI = \frac{NPV}{HDK} + 1 \quad (7.17)$$

где HDK – накопленные дисконтированные капитальные вложения, предусмотренные инвестиционным проектом, руб.

Этот индекс показывает, сколько рублей чистого дисконтированного дохода приносит один рубль капитальных вложений. Если $PI > 1$, то проект эффективен, если наоборот, то – неэффективен.

Срок окупаемости проекта (DPP) – это период времени, за который сделанные по проекту капитальные вложения окупаются. Измеряется он в годах:

$$DPP = T_{(-NPV)} + \frac{|-NPV_s|}{NPV_{s+1}}, \quad (7.18)$$

где $T_{(-NPV)}$ – число периодов, за которое накопленный NPV остается отрицательным;

$(-NPV)_s$ – отрицательный остаток накопленного NPV за год s , после которого он становится не отрицательным, руб.;

NPV_{s+1} – дисконтированный чистый денежный поток за год $s+1$, руб.

Если срок окупаемости меньше или равен горизонту инвестиционного проекта, то он эффективен.

Внутренняя норма доходности (IRR) – это максимальный уровень доходности, который может обеспечить инвестиционный проект или такая норма дисконта, при которой чистый дисконтированный доход равен 0:

$$NPV = \sum_{i=1}^T \frac{ЧДП_i}{(1 + IRR)^{i-1}} = 0 \quad (7.19)$$

Внутренняя норма доходности может быть рассчитана линейно по формуле

$$IRR = E_n + \frac{NPV}{NPV - NPV_2} \cdot (E_2 - E_n), \quad (7.20)$$

где NPV и NPV_2 – это NPV больше и меньше 0 при соответствующих нормах дисконта E_n и произвольно взятой E_2 ,

Более точно эта норма может быть рассчитана при помощи функции Excel, выделяемой по строке чистого денежного потока:

$$IRR = ВСД(ЧДП_1, \dots, ЧДП_T). \quad (7.21)$$

Внутренняя норма доходности показывает, какой максимальный темп инфляции может выдержать проект, прежде чем он станет убыточным.

По результатам расчета показателей эффективности инвестиционного проекта делается вывод о том, стоит ли внедрять предлагаемый технологический вариант разработки месторождения. Если $NPV > 0$, $PI > 1$, $IRR > E_n$, а $DPP < T$, то его внедрение экономически выгодно для предприятия. Если же знаки неравенства меняются на противоположные или на знаки равенства, то предложенный технологический вариант не выгоден и инвестиции в его реализацию не целесообразны.

Расчет капитальных вложений в предлагаемый способ разработки

Расчеты капитальных вложений в установку оборудования и сооружений по предлагаемому технологическому варианту выполняются по каждому году проекта в соответствии с планируемым графиком ввода данных объектов в эксплуатацию (табл. 7.9). Удельные капитальные вложения в табл. 7.9 даны с учетом затрат на строительно-монтажные работы и транспортно-заготовительных расходов, связанных с доставкой монтируемого оборудования или материалов для строительства.

Таблица 7.9

Планируемый график ввода объектов

Наименование объекта	Количество (Ко)	Удельные капитальные вложения, тыс. руб. (Ук)	Количество вводимых объектов по годам
			2027
- перевод скважин в нагнетательные скважины	1	2688	4
- обустройство устьев нагнетательных скважин	1	2688	4

Капитальные вложения рассчитываются по формуле:

$$KB_i = Ko * Uk * ИЦкс_i. \quad (7.22)$$

Результаты расчетов занесены в табл. 7.10.

Таблица 7.10

Капитальные вложения по годам проекта

№ п/п	Наименование объекта	Год инвестирования
		2027
1	перевод скважин в нагнетательные скважины	11663
2	обустройство устьев нагнетательных скважин	11663
	ИТОГО капитальных вложений (Ki)	23326

Расчет годового экономического эффекта от внедрения предложения по разработке месторождения

Расчет проводится аналогично первому варианту:

1. В табл. 7.11 представленные исходные технологические данные, на основе которых проводятся дальнейшие экономические расчеты.

Таблица 7.11

Исходные данные для экономических расчетов (второй вариант)

Показатель	Год												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Количество тонн добываемой жидкости - $\Delta Q_{ж_i}$	5413	5142	6217	5906	5611	5330	5064	4811	4570	4342	4124	3918	3722
Количество тонн добываемой нефти - $\Delta Q_{н_i}$	2652	2520	3817	3626	3445	3273	3109	2954	2806	2666	2532	2406	2286
Газовый фактор – $\Gamma\Phi_i$	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6
Объем добычи попутного нефтяного газа (ПНГ), тыс. м.3 – $\Delta Q_{пнг}$ за квартал	240	228	346	329	312	297	282	268	254	242	230	218	207

2. Расчет выручки по годам проекта представлен в табл. 7.12.

Таблица 7.12

Расчет выручки по проекту, тыс. руб.

Показатель	Год												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Выручка от реализации продукции	124232	127660	186153	176913	170327	160488	152750	145455	138003	131236	124764	118547	112696

3. Расчет прироста эксплуатационных затрат от увеличения объемов добычи готовой продукции представлен в табл. 7.13.

Таблица 7.13

Расчет прироста эксплуатационных затрат от увеличения объемов добычи готовой продукции тыс. руб.

Показатель	Год												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Прирост эксплуатационных затрат	1299	1275	1765	1735	1602	1576	1551	1526	1501	1477	1453	1430	1407
Затраты на проведение ГРП	36340												

4. Рассчитываются амортизационные отчисления по проекту

Расчет амортизационных отчислений выполнен в табл. 7.14 линейным методом. Они начисляются исходя из капитальных вложений в объекты основных средств по проекту, начиная с момента ввода этих объектов в эксплуатацию. Если объекты вводятся в конце года, то амортизация по ним начисляется со следующего года проекта. Заканчивается начисление в последнем году эксплуатации амортизируемого объекта.

Таблица 7.14
Расчет амортизационных отчислений по проекту, тыс. руб.

Год ввода объектов в эксплуатацию	Годы эксплуатации объекта									
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
2027	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121
Итого амортизационных отчислений за год (Ai)	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121

Расчет годовых амортизационных отчислений выполняется по формуле:

$$Ao_i = Ko_i / N_i \quad (7.23)$$

$$Ao_{2028} = 23326 / 11 = 2121 \text{ тыс. руб.}$$

где Ko_j – капитальные вложения в объект (из табл. 7.2.);

N_j – срок эксплуатации объекта - 11 лет.

5. Результаты расчета прироста налога представлены в табл. 7.15

Таблица 7.15
Расчет прироста налога на добычу полезных ископаемых, тыс. руб.

Показатель	Год												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Прирост налога на добычу полезных ископаемых	46397	47908	69653	66171	63737	59996	57084	54341	51527	48978	46541	44198	41995

6. Определяется прибыль от продажи дополнительной продукции:

$$\Pi_d = B_i - Z_i - Ai - \Delta \text{НДПИ}_i \quad (7.24)$$

$$\Pi_{d,2028} = 176913 - 1735 - 2121 - 66171 = 106886 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет прибыли от продажи дополнительной продукции представлен в табл. 7.16.

Таблица 7.16
Расчет прибыли от продажи дополнительной продукции, тыс. руб.

Показатель	Год												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Прибыль от продажи дополнительной продукции	40196	78477	114734	106886	102867	96796	91995	87468	82855	78660	74650	70799	67174

Чтобы определить налогооблагаемую прибыль для мероприятий ГРП на нагнетательных скважинах и перевода добывающих скважин под закачку из годового экономического эффекта нужно вычесть прирост налога на имущество предприятия, образующегося в результате капитальных вложений в объекты недвижимых основных средств исходя из их среднегодовой стоимости по каждому году инвестиционного проекта:

$$\Pi_{\text{н.}i} = \mathcal{E}_i + \Pi_{\text{д.}i} - \Delta \text{НИ}i. \quad (7.25)$$

$$\Pi_{\text{н.}2028} = 0 + 106886 - 490 = 106396 \text{ тыс. руб.}$$

где $\Delta \text{НИ}i$ – прирост налога на имущество предприятия, образующегося в результате капитальных вложений в объекты недвижимых основных средств по проекту за i -й год.

Величина налога на имущество по каждому i -му году инвестиционного проекта рассчитывается по формуле:

$$\Delta \text{НИ}i = ((\text{Снг.}i + \text{Скг.}i)/2) * 0,022 \quad (7.26)$$

$$\Delta \text{НИ}_{2028} = ((23326 + 21205)/2) * 0,022 = 490 \text{ тыс. руб.}$$

где Снг. i и Скг. i – стоимость недвижимых основных фондов по проекту на начало и конец i -го года проекта соответственно, млн. руб.;

0,022 – ставка налога на имущество юридических лиц, коэф. (табл.7.1)

При этом:

$$\text{Скг.}i = \text{Снг.}i + K_i - A_i \quad (7.27)$$

$$\text{Скг.}_{2028} = 23326 + 0 - 2121 = 21205 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Снг.}i = \text{Скг.}(i-1) \quad (7.28)$$

$$\text{Снг.}_{2028} = 23326 \text{ тыс. руб.}$$

где K_i – сумма капитальных вложений за i -й год, млн. руб. (табл. 7.9)

Расчет налога выполнен в табл. 7.17.

Таблица 7.17

Расчет платежей по налогу на имущество, тыс. руб.

Показатель	Годы по проекту										
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ki	23326	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ai	0	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121
Снг.i	0	23326	21205	19085	16964	14844	12723	10603	8482	6362	4241
Скг.i	23326	21205	19085	16964	14844	12723	10603	8482	6362	4241	2121
ΔНИi	257	490	443	397	350	303	257	210	163	117	70

Налогооблагаемая прибыль равна прибыли от продажи дополнительной продукции, так как проект не предусматривает экономии затрат и прироста налога на имущество. Налогооблагаемая прибыль представлена в табл. 7.18.

Таблица 7.18

Расчет прироста налогооблагаемой прибыли, тыс. руб.

Показатель	Годы по проекту												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Прибыль от продажи дополнительной продукции	40196	78477	114478	106396	102424	96400	91645	87165	82598	78450	74486	70682	67104

Расчет эффективности инвестиционного проекта

Для расчета показателей эффективности инвестиционного проекта, составляется 7.19.

Таблица 7.19

Расчет чистого дисконтированного дохода, тыс. руб.

Показатель	Годы												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Денежный поток от текущих операций													
Прирост выручки от продаж	124232	127660	186153	176913	170327	160488	152750	145455	138003	131236	124764	118547	112696
Прирост эксплуатационных затрат	1299	1275	1765	1735	1602	1576	1551	1526	1501	1477	1453	1430	1407
Затраты на проведение гидроразрыва пласта	36340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация	0	0	0	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121	2121
Прирост налога на добывчу полезных ископаемых	46397	47908	69653	66171	63737	59996	57084	54341	51527	48978	46541	44198	41995
Прирост налога на имущество (2,2%)	0	0	257	490	443	397	350	303	257	210	163	117	70
Прибыль от продажи дополнительной продукции	40196	78477	114734	106886	102867	96796	91995	87468	82855	78660	74650	70799	67174
Прирост налогооблагаемой прибыли	40196	78477	114478	106396	102424	96400	91645	87165	82598	78450	74486	70682	67104
Налог на прибыль (20%)	8039	15695	22896	21279	20485	19280	18329	17433	16520	15690	14897	14136	13421
Чистая прибыль	32157	62782	91582	85117	81939	77120	73316	69732	66079	62760	59589	56546	53683
Денежный поток от текущих операций	32157	62782	91582	87238	84060	79240	75436	71852	68199	64880	61710	58666	55804

Показатель	Годы												
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Денежный поток от инвестиционных операций	0	0	-23326	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чистый денежный поток	32157	62782	68256	87238	84060	79240	75436	71852	68199	64880	61710	58666	55804
Коэффициент дисконтирования (при принятой величине дискоанта E_n)	1	0,8696	0,7561	0,6575	0,5718	0,4972	0,4323	0,3759	0,3269	0,2843	0,2472	0,2149	0,1869
Дисконтированный чистый денежный поток по годам	32157	54595	51608	57359	48066	39398	32611	27009	22294	18445	15255	12607	10430
Накопленный чистый дисконтированный доход	32157	86752	138361	195720	243785	283183	315794	342803	365098	383543	398798	411405	421835
Дисконтированные инвестиции			17637										

В процессе определения данных табл. 7.19 выполняются следующие расчеты, связанные с моделированием и дисконтированием денежного потока, которые также рассмотрены на примере 2028 года:

1. Налог на прибыль определяется по формуле:

$$\text{НПр}_i = \Pi_{\text{н.}i} \cdot N_{\text{пп}}, \quad (7.29)$$

$$\text{НПр}_{2028} = 106396 * 0,2 = 21279 \text{ тыс. руб.}$$

где $N_{\text{пп}}$ – ставка налога на прибыль 20%, коэф.;

$\Pi_{\text{н.}i}$ – размер налогооблагаемой прибыли за i -й год расчета.

2. Чистая прибыль, которая остается в распоряжении предприятия после выплаты налога на прибыль:

$$\text{ЧПР}_i = \Pi_{\text{н.}i} - \text{НПр}_i. \quad (7.30)$$

$$\text{ЧПР}_{2028} = 106396 - 21279 = 85117 \text{ тыс. руб.}$$

3. Рассчитывается денежный поток от текущих операций:

$$CFO_i = \text{ЧПР}_i + A_i. \quad (7.31)$$

где A_i – амортизация за i -й год проекта.

$$CFO_{2028} = 85117 + 2121 = 87238 \text{ тыс. руб.}$$

4. В табл. 7.19 вводится денежный поток от инвестиционных операций CFI_i , как планируемые капитальные вложения, взятые со знаком «-».

5. Вычисляется чистый денежный поток:

$$\text{ЧДП}_i = CFO_i + CFI_i. \quad (7.32)$$

где CFI_i – денежный поток от инвестиционной деятельности за i -й год проекта.

$$\text{ЧДП}_{2025} = 87238 - 0 = 87238 \text{ тыс. руб.}$$

6. Определяется коэффициент дисконтирования:

$$КД_i = \frac{1}{(1 + E_n)^{i-1}}, \quad (7.33)$$

$$КД_{2025} = 1/(1 + 0,15)^{4-1} = 0,6575$$

Дисконтирование – это перевод ценности денежных потоков, получаемых в будущие периоды времени по проекту к их ценности на момент начала выполнения проекта.

На предприятиях нефтедобывающей отрасли промышленности Пермского края, как правило, норма дисконта (E_n) принята на уровне 15% годовых.

7. Оценивается дисконтированный чистый денежный поток по годам:

$$\Delta\text{ЧДП}_i = \text{ЧДП}_i \cdot КД_i. \quad (7.34)$$

$$\Delta\text{ЧДП}_{2028} = 85010 \cdot 0,6575 = 57359 \text{ тыс. руб.}$$

8. Рассчитывается дисконтированный чистый денежный поток нарастающим итогом по годам проекта:

$$NPV_t = \sum_{i=1}^t \Delta\text{ЧДП}_i, \quad (7.35)$$

$$\begin{aligned} NPV = & 32157 + 54595 + 51608 + 57359 + 48066 + 39398 + 32611 + \\ & + 27009 + 22294 + 18445 + 15255 + 12607 + 10430 = 421835 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

где t – порядковый номер года, до которого включительно рассчитывается сумма ежегодных дисконтированных чистых денежных потоков с момента начала выполнения инвестиционного проекта.

На завершающем этапе делается расчет показателей инвестиционного проекта по формулам (7.17) - (7.21).

$$PI = \frac{NPV}{НДК} + 1 = \frac{421835}{17637} + 1 = 24$$

Индекс доходности дисконтированных инвестиций PI, свидетельствует о том, что с одного рубля капитальных вложений по проекту предприятие получит 24 рубля чистого дисконтированного дохода.

$$DPP = T_{(-NPV)} + \frac{|-NPV|}{NPV_{i+1}} = 0 + \frac{17637}{57359} = 0,31 \text{ года}$$

Срок окупаемости дисконтированных инвестиций DPP показывает, что капитальные вложения в проект окупятся в год проведения мероприятий.

График изменения накопленного чистого дисконтированного дохода, подтверждающий срок окупаемости текущих расходов второго варианта представлен на рисунке 7.2.



Рис. 7.2. График зависимости NPV по скважинам 1258, 1057, 328, 1231 и 1006 + переводе скважин 52, 301, 354, 1009

Так как $NPV > 0$, $PI > 1$, $DPP \leq T$, проект выгоден для предприятия и может быть рекомендован к внедрению.

Основные выводы по главе 7:

Чистый дисконтированный доход за проведение мероприятия ГРП на добывающих скважинах составил 296024 тыс. руб, а за мероприятия ГРП на нагнетательных скважинах и перевода добывающих скважин под закачку – 421835 тыс. руб. Данные результаты показывают целесообразность и выгодность проведения рекомендуемых мероприятий.

8. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНДЕЯТЕЛЬНОСТИ

8.1. Краткая характеристика объекта

В главе 6 предложено:

1. Проведение мероприятия гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах 1258, 1057, 328, 1231 и 1006 с целью интенсификации приемистости для улучшения энергетического состояния пласта;
2. Перевод малодебитных, высокообводненных добывающих скважин 52, 301, 354 и 1009 под закачку с целью улучшения энергетического состояния пласта;
3. Проведение мероприятия проппантного гидроразрыва пласта в добывающих скважинах 1033 и 9083 для увеличения продуктивности.

Применение мероприятия гидроразрыва пласта в добывающих скважинах является одним из распространенных и эффективных видов геолого-технологических мероприятий. Для улучшения энергетического состояния залежи одними из распространенных видов мероприятий являются также гидроразрыв пласта и перевод малодебитных и высокообводненных добывающих скважин под закачку. При проведении данных мероприятий необходимо использовать наиболее эффективные методы соблюдения требований охраны труда и промышленной безопасности. Исходя из этого в данной главе стоит поставить задачи:

1. Вероятность возникновения травмоопасных случаев, а также аварий и нарушений на производственном объекте при проведении работ;
2. Основные производственные и профессиональные риски, которые могут возникнуть при проведении мероприятий и методы, позволяющие их предупредить;
3. Варианты улучшения безопасности труда на производстве согласно действующим государственным руководящим, нормативно-техническим и нормативным правовым документам.

8.2. Идентификация и анализ опасностей, опасных и вредных производственных фактором, профессиональных и производственных рисков

Опасные и вредные производственные факторы описываются и классифицируются согласно [1].

Исходя из данной классификации производственные факторы делятся на факторы трудового процесса и факторы производственной среды.

Основные неблагоприятные факторы бывают:

1. Вредные производственные факторы, вызывающие или усугубляющие заболевания;
2. Опасные производственные факторы, влекущие за собой травмы или приводящие к летальному или не летальному исходу.

По характеру происхождения они порождаются следующим:

- Химические и физико-химические свойства веществ и материалов;
- Биологические свойства микроорганизмов;
- Защитные механизмы человека и его поведение;
- Социально-экономические и организационно-управленческие условия трудовой деятельности;
- Психические и физиологические свойства человека.

Факторы могут: продолжаться некоторое время, воздействуя на организм человека, при их объединении наносить больший вред, не иметь цвета, запаха или вкуса (быть невидимым), иметь природное или искусственное происхождение.

Исходя из этого следует вывод, что причинами появления опасных и вредных производственных факторов могут иметь, как природное происхождение, независящее от человека, так и зависеть от самого человека, выполняющего трудовую или руководящую деятельность.

Важно выявить (идентифицировать опасность). Под этим подразумевается процесс осознания существования опасности и определения характерных для нее признаков или процесс распознавания и понимания

опасности рабочего места (в том числе для работников) с целью оценки, расставления приоритетов и устранения или уменьшения рисков в области труда и охраны здоровья [10].

При проведении гидроразрыва пласта и переводе малодебитных и высокообводненных скважинах под закачку, могут возникнуть следующие опасные и вредные производственные факторы, профессиональные и производственные риски [1, 10]:

1. Природные (климатические и погодные условия). Территория Таныпского месторождения относится к зоне умеренно-континентального климата. В зимний период температура может опуститься до -43°C и при проведении мероприятий у работников может произойти обморожение конечностей, а из-за обильного выпадения снега при сильных порывах ветра (вьюга, пурга) видимость в районе проведения работ снизится. В летний период температура может подняться до $+35^{\circ}\text{C}$, что может повлечь за собой солнечный удар и ожоги на открытых участках тела. Также территории месторождения характерны ливневые дожди, град и гроза в период весны, лета и осени, от чего ухудшается видимость и качество работ и увеличивается время проведения работ;

2. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны (присутствие сероводорода или другого опасного газа в атмосфере). Воды Таныпского месторождения характеризуются содержанием в них сероводорода, а в нефти содержится попутный нефтяной газ и небольшое содержание сероводорода. Для выявления их содержания в атмосфере применяется газоанализаторы. Сероводород очень токсичен. При вдохе с небольшой концентрацией сероводорода появляется головокружение, тошнота и головная боль, а адаптация в таком случае к запаху «тухлых яиц» возникает довольно быстро, и он перестает ощущаться. Стоит отметить, что во рту возникает металлический слегка сладкий привкус. Большая концентрация сероводорода, в свою очередь, может привести к коме, судорогам, отеку легких и к летальному исходу (к смерти). Вдох предельных алифатических

углеводородов может привести к нарушению работы нервной системы (бессонница, брадикардия, высокая утомляемость). Предельная допустимая концентрация сероводорода составляет 3 мг/м³, а для предельных алифатических углеводородов (С₁–С₁₀) – 300 мг/м³ [3];

3. Повышенный уровень шума (шум от механизмов, агрегатов и производственных машин). При проведении работ в рабочей зоне используется большое количество машин и механизмов, которые являются источниками шума. В частности, это бывают электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, компрессоры и механизмы (редукторы, лебедки, станки и др), системы транспорта и др. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума достигает 110–115 дБ, что превышает допустимые нормы на 30–35 дБ. Вредное и опасное действие шума проявляется в преждевременном утомлении, ухудшению слуха, нарушение обмена веществ. Уровень шума более 80–85 дБ приводит к повышению артериального давления, а при уровне 110 дБ и больше – к снижению слуха и полной глухоте [2]. Проведение мероприятий гидравлического разрыва пласта и перевода добывающих скважин под закачку сопровождается спускоподъемными операциями (СПО). Превышение норм производственный шум при них достигает 35 дБ, что также оказывает отрицательное действие на организм человека, которое проявляется в переутомлении, снижении работоспособности, ухудшении концентрации внимания, замедление реакции, ухудшении памяти рабочих;

4. Механические колебания тел и их поверхностей (вибрация от механизмов, агрегатов и других машин). Как в случае неблагоприятного производственного шума, вибрация возникает в результате работ механизмов и машин. Отрицательное воздействие на организм от вибрации проявляется в появлении у человека вибрационной болезни, которая характеризуется быстрым переутомлением и ухудшением производительности работ). В зависимости от способа передачи различается два вида вибрация: общая (через опорные поверхности на тело человека в положении сидя или стоя) и

локальная (например, через руки) [5]. Прежде всего от такого воздействия страдает нервная система человека. При гидравлическом разрыве пласта и переводе добывающих скважин под закачку источниками вибраций являются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, буровые лебедки и др.;

5. Физическое воздействие (падение предметов, человека с высоты, удары о предметы и др). При взаимодействии с грузом, агрегатом или механизмом при спускоподъемных операциях, погрузке, разгрузке и других мероприятий может произойти падение предметов на работника. Главной причиной данного воздействия является халатное отношение людей, которое проявляется в виде присутствия посторонних предметов на оборудовании, которые в следствии падают, падение оборудования (неудовлетворительное закрепление или неправильный подбор по допустимым значениям нагрузке на крюке талевого блока), в срыве талевого блока. При работе человека на высоте, в том числе и при отсутствии специального страховочного оборудования и защитного ограждения, он может споткнуться / поскользнуться / неудачно схватиться, что приведет к его падению. Неправильное использование подвижных частей оборудования, машин и механизмов влечет за собой возникновение травм и ушибов (иногда приводящих к летальным исходам). К неправильному взаимодействию относятся контакт части тела с работающим оборудованием, поломка или отлет части оборудования в работника. На производстве также может произойти прорыв флюида (газонефтеводопроявление), что может отрицательно воздействовать на человека, используемое оборудование и окружающую среду. При работе с насосным оборудованием и при закачке жидкости в скважину может произойти взрыв этого оборудования, а его ударная волна пойдет в сторону человека;

6. Недостаточная освещенность рабочей зоны (или ее отсутствие).

Некоторые работы, связанные с капитальным и текущим ремонтами, могут проходить по несколько суток в дневное и в ночное время суток. В связи с

этим, в цехах используется освещение рабочей территории и отдельных ее мест с помощью прожекторов. Для создания достаточного уровня освещенности на объектах нефтегазовой промышленности рекомендуется использовать прожекторы типа ПЭС-35 (обычно для небольших площадей), ПЭС-45 и ПФС-45-1 с мощностью ламп накаливания от 150 до 1000 Вт. Прежде всего освещаться должны устье скважины и агрегаты [11]. Размещение прожекторов предполагается сосредоточенными группами на высоких местах таких как мачта (наиболее распространенные высотой 10, 15 и 21 м). Тусклый и слабый свет на рабочей территории может способствовать случайным ударам работников об машины и оборудование в целом. Недостаточное освещение может привести к ухудшению зрения, быстрому переутомлению и, как следствие, к снижению работоспособности;

7. Химическое воздействие (токсичные вещества, химические вещества в используемых растворах, нефть). Основной продукцией скважин выступают нефть, пластовая вода и попутный газ. Перед гидравлическим разрывом пласта выполняется промывка специальными жидкостями, которыми могут выступать кислоты. Также атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. При длительном контакте с углеводородами у людей могут развиваться вегетативные нарушения (чему характерна повышенная утомляемость), проблемами со сном (бессонница) и понижение тонуса капиллярных сосудов. При процессе дыхания от 5 до 10 минут концентрация паров нефти от 10 мг/л опасно для жизни. Концентрация угарного газа (CO) 1860 мг/м вызывает тяжелое отравление при воздействии от 1 до 5 минут, а также может привести к коме и летальному исходу;

8. Контакт с насекомыми или животными (укусы). Природный мир Пермского края богат и разнообразен. Работы на месторождения проводятся на открытой местности, из-за чего есть вероятность появления на рабочей территории диких животных, контакт с которыми может повлечь за собой укусы и порезы. Есть вероятность, что у дикого животного, укусившего человека, бешенство, последствиями которого является зуд в месте укуса,

аллергическая реакция, ухудшение самочувствия (тошнота, высокая температура, недомогание) и при сильной аллергической реакции летальный исход. Также опасность представляют насекомые, в частности клещи в период середины весны до середины осени. Клещи являются переносчиками клещевого энцефалита, который при укусе насекомого человека может повлечь за собой лихорадку, паралич, эпилепсию и летальный исход. Помимо клещей, у людей, работающих на месторождении, может оказаться аллергия на укусы других насекомых;

9. Воздействие электрического тока (контакт с частями машин и оборудования, проводимыми ток, короткое замыкание). Изоляция различных частей оборудования может быть повреждена или вовсе отсутствовать и при контакте с данными частями человек получит удар электрическим током. Это можно привести к разным исходам, зависящих от величины напряжения: судорога в конечностях, повреждение участков кожи (ожог), остановка сердца / дыхания и летальный исход. Кроме неудовлетворительной изоляции оборудования также есть вероятность плохого заземления поверхностей оборудования УЭЦН, металлических частей вагон-домов и др., при контакте с которыми также может произойти удар электрическим током.

Исходя из вышеперечисленного основными опасными и вредными производственными факторами, приводящие к профессиональным и производственным рискам и заболеваниям являются:

1. Физическое воздействие (спускоподъемные операции, закачка жидкости и др. занимают достаточную часть времени);
2. Загазованность территории и влияние токсичных и вредных веществ;
3. Воздействие электрического тока;
4. Вибрация и шум.

8.3. Мероприятия по снижению вредного воздействия опасностей, опасных вредных производственных факторов, снижению уровней профессиональных и производственных рисков

Данный пункт подразумевает рассмотрение рекомендаций, по снижению воздействия факторов, описанных в пункте 8.2., и влияние их на развитие профессиональных заболеваний у рабочих при проведении мероприятий.

8.3.1. Мероприятия по снижению вредного воздействия физических факторов

Ремонт скважин на кустовой площадке с работающими соседними скважинами допускается с условием использования мероприятий и технических средств, которые предусмотрены планом.

Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии от устья скважины не менее 10 м. Выкидную линию от предохранительного устройства насоса рекомендуется проверить на жесткость закрепления и вывода в емкость для сбора жидкости или на прием насоса, необходимо провести внешний осмотр на механические повреждения (трещины) и негерметичность соединений. Другие установки рекомендуется размещать на расстоянии от устья скважины не менее 25 м. Агрегаты для ремонта скважины устанавливаются около устьевой площадки и центрируются относительно устья скважины согласно инструкции завода изготовителя.

Для предотвращения падения предметов с высоты все ручные, автоматические предметы и приспособления следует хранить в специально отведенных местах. Для предотвращения падения оборудования необходимо проведение технического обслуживания, технического ремонта, проверок качества крепежных частей механизмов подъемных агрегатов. Подъемный агрегат необходимо правильно подобрать на основании необходимой нагрузки на талевый блок.

Для предотвращения газонефтеводопроявлений (ГНВП) рекомендуется использование противовыбросового оборудования. Перед разборкой устьевой арматуры необходимо снизить давление в трубном и затрубном пространствах до атмосферного. Чистка отложений при опасности возникновения ГНВП не рекомендуется. При ГНВП устье герметизируется. Всем рабочим на объекте рекомендуется пройти программу обучения «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» и не реже 1 раза в месяц проводить инструктажи / практики с целью повторения и закрепление учебного материала.

Запрещаются спускоподъемные операции неполной бригадой при сильных порывах ветра (от 15 м/с), ливневом дожде, обильном снегопаде, тумане с видимостью менее 50. Допустимая величина скорости ветра для каждого агрегата индивидуальна и прописывается в паспорте. Спуск и подъем НКТ должен проходить со скоростью не более 0,25 м/с. Не рекомендуется нахождение человека между устьем и барабаном при подъеме кабелей УЭЦН, которые наматываются на этот барабан. Кабель и барабан необходимо располагать в одной вертикальной плоскости с устьем скважины. При отсутствии или повреждения ограничителей подъема талевого блока и допустимой нагрузки на крюке не рекомендуется производить спускоподъемные операции.

С целью предотвращения контакта и травм рабочих с движущимися машинами и механизмами необходимо провести инструктаж по правилам работ с движущимися механизмами, установить защитные устройства для автоматического отключения агрегатов и машин при контакте с посторонними предметами, применять специальную одежду для исключения случайного попадания частей одежды в механизмы, устанавливать и контролировать техническое состояние ограждения в зоне работы механизмов, установить предупредительную сигнализацию.

В зимнее время года перед выполнением закачки жидкостей или после временной остановки необходимо проверить отсутствие в коммуникациях

насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок, пожароопасных и взрывоопасных смесей внутри агрегатов, провести опрессовку линии (с полуторакратным рабочим давлением) и предусмотреть установку обратного клапана в нагнетательной линии. Не рекомендуется применять открытый огонь для отогрева с целью предотвращения аварий.

8.3.2. Мероприятия по снижению вредного действия загазованности территории и токсичных и вредных веществ

Правила проведения работ с наличием в воздухе вредоносных газов прописаны в [7].

Рабочих на объектах месторождений, где содержатся вредоносные газы допускают в том случае, если они имеют медицинское показание о пригодности к работе в дыхательных аппаратах изолирующего типа и, если они прошли необходимое обучение по безопасности работы на объекте, проверку знаний и навыков использования СИЗОД. В ином случае нахождение лиц не допускается.

В плане проведения мероприятий необходимо предусматривать контроль газовоздушной среды в процессе работы при помощи газоанализаторов. При наличии дополнительных приспособлений (светильники, радиопереговорные устройства) рекомендуется их взрывобезопасное исполнение. Также необходимо обеспечить инструменты, машины и агрегаты искрогасителями.

Перед проведением работ необходимо опросить рабочих о состоянии здоровья, чтобы в случае плохого самочувствия не допустить его к работе. При срабатывании газоанализатора необходимо быстро надеть противогаз, оповестить руководителя об утечке газа и принять меры по ликвидации загазованности.

Вход в зону повышенной загазованности разрешается только в присутствии ответственного за работы лица. Если план работ предполагает использование СИЗОД, то до окончания работ или до выхода из зоны

повышенной загазованности рабочему рекомендуется не снимать средства защиты. Совмещать газоопасные и огнеопасные работы строго запрещено. В таблице 8.1. представлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в рабочей зоне.

Таблица 8.1

ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³
Окислы азота (в перерасчете на O ₂)	5
Окись углерода	20
Углеводороды предельные С ₁ –С ₁₀	300
Пентан	200
Сероводород	3 (в смеси с УВ), 10 (чистый вид)
Метанол	5

При проведении гидроразрыва пласта необходимо проверить насосное и прочее оборудование для закачки на герметичность и отсутствие механических повреждений с целью исключения утечек химических веществ, входящих в состав закачиваемой жидкости. Так необходимо не превышать предельную концентрацию используемых веществ, реагентов в растворах. Насосные агрегаты для перевозки, хранения и приготовления раствора не должны иметь механические повреждения также для исключения утечек вредных химических веществ и реагентов.

8.3.3. Мероприятия по снижению воздействия электрического тока

Правила работы с электроустановками прописаны в [8].

К работам допускаются лица старше 18 лет, у которых нет противопоказаний по результатам медицинского осмотра во взаимодействии с электроустановками. Также рабочие должны проходить инструктаж по обучению безопасным методам взаимодействия с оборудованием, инструментом, установкой и другими проводящими электрический ток.

На тяжелых, связанных с вредными и (или) опасными условиями труда, связанных с движением транспорта работах рабочие обязаны проходить при поступлении на работу и с некоторой периодичностью медицинские осмотры

для определения пригодности их для выполнения данного вида работ и для предупреждения профессиональных заболеваний.

Контроль в сфере электробезопасности должны осуществляться должностными лицами с группой не меньше IV и производственным стажем не менее 3 лет. Все рабочие, не связанные с электротехническими работами, должны получить I группу по электробезопасности после проведения проверки знаний от рабочих по электробезопасности с не менее III группой.

При осуществлении рабочих специальных видов работ с электроустановками им необходимо иметь запись в удостоверении о проверки знаний и правил работы с электроустановками.

Все открытые токоведущие части электрических установок, их корпусов и приводов должны заземляться при точном определении технического состояния заземляющего устройства. Перед проведением мероприятий необходимо проверить заземляющие устройства на соответствие требованиям.

Монтаж, демонтаж и наладка электрического оборудования, заземляющих устройств и др., производится рабочими с соответствующим допуском. При отключении электроустановок рабочий обязан исключить меру по случайному включению.

Все металлоконструкции скважины должны иметь надежную металлическую связь и должны быть заземлены на единый заземлитель независимо от наличия электроустановок.

Рабочим при работе с токоведущими частями рекомендуется наличие СИЗ: диэлектрические перчатки, изолирующие ботинки, специальная одежда.

8.3.4. Мероприятия по снижению воздействия механических и акустических факторов

Нормативный эквивалентный уровень звука на рабочих местах равняется 80 дБА. Максимальные уровни звука А, измеренные с временными коррекциями S и I равняются 110 дБА и 125 дБА соответственно. Если показатели выше данных значений, то необходимо предоставить рабочим

средства защиты органов слуха (противошумные наушники при шумах до 98 дБА, противошумные вкладыши при шумах от 95 до 105 дБА, противошумный шлем при шумах более 110 дБА). Также в целях коллективной защиты рекомендуется применение звукоизолирующих капотов и амортизирующие устройства, а также проверить техническое состояние оборудования для исключения дополнительных источников шума.

Рекомендованный уровень локальной вибрации является не более 126 дБ, технологической вибрации на рабочих местах – не более 97 дБ, транспортно-технологической вибрации – не более 106 дБ, транспортной вибрации – не более 112 дБ. При превышениях данных значений рекомендуется применять индивидуальную (защитные перчатки, рукавицы, прокладки, вкладыши, защитная обувь со стельками) и коллективную защиты (виброизоляция в виде резинометаллических упор, поронитовых прокладок, обрезиненных втулок, а также соблюдение режима труда и отдыха и виброгашение в виде муфт из эластичных материалов, установок на виброгасящем основании).

8.3.5. Мероприятия по снижению профессиональных и производственных рисков

Данные мероприятия прописаны в [9].

Для снижения профессиональных рисков необходимо брать во внимание размер предприятия, сложность процессов производства и оборудования, особенность самого объекта оценки.

Разработка и реализация мер управления профессиональными рисками проходит в 4 этапа:

1. Исходя из результатов оценки уровня профессиональных рисков составляется перечень (реестр) рисков, где каждому оцененному риску присваивается ранг в зависимости от его уровня. Оценка производится методами анализа причинно-следственных связей, анализа возможных

событий (сценариев), анализ дерева решений с прогнозом всевозможных вариантов и выбором конечного и анализа уровней защиты;

2. Рассмотрение мер управления данными рисками (меры снижения или контроля их уровня). Применение средств индивидуальной защиты, использование инженерных методов снижения воздействия того или иного фактора, замена или исключение (например, при помощи автоматизации процесса) опасной или вредной работы;

3. Разрабатывание мер управления данными рисками и составление плана мероприятий по их управлению:

4. Повторение оценки данных рисков после реализации мер.

В случае, если при повторной оценке опасных и вредных производственных факторов их уровень также высок и меры по снижению оказались неэффективными, то необходимо усилить контроль при данных процессах и применять СИЗ для снижения возможности причинения вреда здоровью человека. В рассмотренных мероприятиях усиленному контролю рекомендуются спускоподъемные мероприятия при переводе скважины из добывающего фонда под закачку, процесс закачки жидкости для гидроразрыва пласта и загазованность территории.

8.4. Возможные аварийные и чрезвычайные ситуации, обеспечение готовности по реагированию на них и мероприятия при их возникновении

При мероприятиях капитального ремонта скважин могут происходить нарушение технологии его проведения, результатами чего последуют авария или случайным инцидентам. Аварии могут быть техногенного (результат нарушения технологического режима и правил работы оборудования и сооружений по технике безопасности) и не техногенного характеров.

К техногенному характеру относятся: пожары, взрывы, ГНВП, заклинивание инструмента, воздействие электрического тока на человека, выделение опасных газов выше ПДК.

К не техногенному характеру относятся: природные явления (природные пожары, наводнения и др.), ЧС военного и невоенного характеров (угрозы ядерным или другим видом оружия, биологическая угроза), террористические акты.

Для определенных ситуаций и источников возникновения предусматривается план по локализации и ликвидации последствия аварии. Рабочие обязаны руководствоваться данным планом с целью предотвращения несчастных случаев.

При возникновении аварийной ситуации рабочие обязаны немедленно сообщить вышестоящему руководству о сложившейся ситуации. После необходимо эвакуировать все лица, непричастные к обслуживанию элементов оборудования и не имеющих права определять и ликвидировать аварию. Далее определить участок с дефектом и доложить начальнику смены, после чего принять меры по ликвидации аварии, исключению пожара, возможного повреждения оборудования и сведение к минимум материального ущерба от аварии одновременно с минимальными рисками получения травм.

Если в процессе аварии и ЧС пострадал человек, его необходимо вывести из данной зоны, оказать первую медицинскую помощь и вызвать скорую медицинскую помощь.

Основной причиной загазованности выше предельных допустимых концентраций является эксплуатационный фактор при мероприятиях. В этом случае необходимо:

- Надеть противогаз;
- Оповестить людей в данной зоне и руководство;
- Вызвать людей, не имеющих отношения к локализации и ликвидации причин загазованности;
- Установить знаки с опасной зоной и ограничить вход посторонним лицам;
- Локализовать утечки вредных газов и предпринять меры по снижению или устранению их;

- Проводить контроль состояния воздуха не реже одного раза в час вплоть до устранения причин;
- Убедиться, что все рабочие покинули опасную зону, принять меры по эвакуации оставшихся людей и оказать им первую помощь (согласовано с вышестоящим руководством);
- Вызвать при необходимости скорую медицинскую помощь, поддерживая жизненное состояние оказанием доврачебной помощи;
- С целью ликвидации аварии показать кратчайший путь до объекта с утечкой и указать особенности объекта.

ГНВП может произойти в результате неверных действий при спускоподъемных операциях или недостаточной подготовки персонала по действиям предотвращения ГНВП.

В случае данной аварийной ситуации при спускоподъемных операциях необходимо:

- Прекратить операцию;
- Сообщить вышестоящему руководству об аварии;
- На последнюю трубу поставить обратный клапан;
- Приподнять колонну НКТ;
- Демонтировать спайдер;
- Закрепить тормоза лебедки;
- Закрыть трубные превентор и концевые задвижки на крестовине устьевой арматуры;
- Контролировать давление устья до ликвидации аварии.

При открытом фонтанировании:

- Сообщить руководству об аварии;
- Эвакуировать людей и специальную технику из опасной зоны и ограничить территорию;
- Отключить ближайшие электрические установки, машины и агрегаты;
- По возможности принять меры по минимизации объемов растекания нефти.

Воздействие электрического тока на человека может быть при прикосновении к оборудованию с коротким замыканием, к проводящей ток части оборудования с поврежденной изоляцией, к поверхности оборудования без необходимого заземления.

При воздействии рабочего с напряжением до 1000 В необходимо:

- Сообщить вышестоящему руководству;
- Отключить оборудование;
- Надеть необходимые СИЗ и взять изолирующие штангу или клещи;
- Подходить к пострадавшему в диэлектрических ботах или «гусиным шагом» при их отсутствии;
- Если на пострадавшем находятся проводящие ток провода и оборудование, то сбросить их с помощью инструментов;
- Оттащить пострадавшего за сухую одежду на расстояние более 8 метров от источника электричества;
- Оказать первую медицинскую помощь, вызвать скорую, поддерживать жизненное состояние.

Пожаровзрывоопасная ситуация может произойти из-за короткого замыкания с флюидом (ГНВП) или дизельным топливом в машинах, при курении на рабочем месте, умышленного поджога оборудования, природного пожара.

В данной ситуации необходимо:

- Немедленно прекратить все работы;
- Сообщить вышестоящему руководству, пожарной части и скорой медицинской помощи;
- Эвакуировать людей из зоны перпендикулярно движению огня в согнутой позе, рот и нос прикрыть марлевой повязкой или тряпкой;
- При отсутствии вариантов выхода предусмотреть вхождение в открытый водоём или накрыться мокрой одеждой;
- Оповестить пожарную службу при приезде об особенностях объекта и способах подъезда к нему, наличии в зоне поражения людей и их эвакуации;

- Пострадавшим оказать первую медицинскую помощь до приезда скорой помощи;

- Оказывать помощь пожарным в ликвидации очагов возгорания.

При ситуации не техногенного характера необходимо следовать плану по эвакуации при возникновении ЧС и гражданской обороне на общемуниципальном и выше уровнях.

Основные выводы по главе 8:

1. Мероприятия гидравлического разрыва пласта и перевод добывающих скважин под закачку являются сложными комплексами операций исходя из осуществления действующих правил безопасности труда.

2. Наиболее опасными факторами являются физическое воздействие, загазованность территории, вибрация, шум, воздействие электрического тока при данном виде мероприятий.

3. При анализе данных опасных факторов были предложены рекомендации по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов, профессиональных и производственных рисков.

4. Рассмотрены различные аварии и ЧС техногенного и не техногенного характера, которые могут возникнуть при проведении мероприятий. А также были предоставлены планы действий при тех или иных видах аварий, действуя по которым возможно сохранить здоровье человека (или свести к минимуму отрицательного влияния на него и даже предотвратить жертвы) и минимизировать материальные потери.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненного исследования получены следующие основные выводы и результаты:

1. Изучены геологические особенности визейского объекта Таныпского месторождения. Установлено, что объект сложен терригенными породами: песчаниками, переслаивающимися неравномерно глинистыми алевролитами, плитами аргиллитов с редкими прослойками каменных углей. Начальное пластовое давление находится в диапазоне 14,1-14,9 МПа, а пластовая температура – 28,9-30,9 °С. Пористость находится в диапазоне значений – от 11,3 до 24,3%, проницаемость – от 19 до 1804,7 мкм², нефтенасыщенность – от 0,820 до 0,866 д. ед. Нефть является тяжелой, маловязкой, высокосмолистой, парафинистой и сернистой.

2. Визейский объект Таныпского месторождения находится на III стадии разработки. Выработка запасов нефти ведется достаточно эффективно, что подтверждается превышением отбора от НИЗ (86,5 %) над обводненностью продукции (66,5 %). Поддержание уровней добычи нефти обусловлено активным проведением геолого-технических мероприятий. Самыми эффективными мероприятиями на добывающих скважинах являются: ОРЭ (6,7 т/сут), реперфорация + КСПЭО (6,0 т/сут), ГРП (6,2 т/сут). При этом на объекте наблюдается ухудшение энергетического состояния объекта, что обусловлено низкой текущей компенсацией отборов жидкости закачкой (18,7 %). Среднее пластовое давление в скважинах составляет 8,1 МПа, что меньше давления насыщения (10,8 МПа), что показывает необходимость проведения анализа текущей эффективности системы поддержания пластового давления с разработкой предложений по ее оптимизации.

3. На дату анализа на объекте в действующем фонде находится 66 скважин, из которых 58 добывающих: 29 скважин оборудованы УЭЦН, одна – ЭОВН, 24 скважины – УШГН, четыре ОРД (ШГН-ШГН); восемь нагнетательных скважин, семь из которых оснащены ОРЗ.

4. С целью оптимизации системы поддержания пластового давления проанализированы гидродинамические связи нагнетательных и добывающих скважин. Для этого использован метод ранговой корреляции Спирмена, при котором рассчитывался соответствующий коэффициент. Выполненные расчеты показали, что у 20 добывающих скважин (42,6%) отсутствует гидродинамическая связь с нагнетательными скважинами, слабая связь у четырех скважин (8,5%), умеренная связь у 12 скважин (25,5%), связь средней силы у восьми скважин (17,0%), сильная связь у двух скважин (4,3%) и очень сильная связь у одной скважины (2,1%). С учетом полученных результатов подобраны скважины-кандидаты для проведения оптимизационных мероприятий.

5. Рекомендовано проведение мероприятий на нагнетательном фонде по двум направлениям: интенсификация приемистости действующих скважин и организация новых очагов нагнетания. Для увеличения приемистости и улучшения гидродинамической связи выбрана технология гидроразрыва пласта, результаты реализации которой оценены с привлечением данных по ближайшему разрабатываемому Батыrbайскому месторождению. Суммарная дополнительная добыча нефти составит 5,4 тыс. т. В части организации новых очагов нагнетания для улучшения энергетического состояния предложен перевод малодебитных, высокообводненных добывающих скважин под закачку в районах пониженного пластового давления (скважины 52, 301, 354 и 1009). По выполненным расчетам методом аналогии установлено, что суммарная дополнительная добыча нефти от окружающих добывающих скважин составит 32,7 тыс. т.

6. Для интенсификации добычи нефти предложено проведение гидроразрыва пласта в добывающих скважинах 9083 и 1033. С учетом фактического опыта реализации мероприятия на Таныпском месторождении средний прирост дебита одной скважины составит 6,0 т/сут, суммарная дополнительная добыча с обеих скважин за время эффекта – 15,6 тыс. т.

7. Чистый дисконтированный доход от мероприятий ГРП на добывающих скважинах составит 296024 тыс. руб. от мероприятий ГРП на нагнетательных скважинах и перевода добывающих скважин под закачку – 421835 тыс. руб.

Таким образом, в настоящей работе предложено комплексное, технологически и экономически обоснованное решение по повышению эффективности разработки и эксплуатации Таныпского месторождения. Суммарная дополнительная добыча нефти от комплексного воздействия на добывающие и нагнетательные скважины составит 53,7 тыс. т., чистый дисконтированный доход – 717859 тыс. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 06.01.2025).
2. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200291> (дата обращения: 06.01.2025).
3. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [Электронный ресурс]. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/1583?ysclid=m4vwqs6s1e584064165> (дата обращения: 06.01.2025).
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Танышского нефтяного месторождения Пермского края, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, 2023 г.
5. Королева М.С., Селезнёва А.В. Влияние вибрации на человека и методы борьбы с ней // E-Scio. – 2022. – № 10 (73) [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-vibratsii-na-cheloveka-i-metody-borby-s-ney> (дата обращения: 06.01.2025).
6. «Коэффициент ранговой корреляции Спирмена» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.techade.ru/stati/koeffitsient-rangovoj-korreljatsii-spirmena>.
7. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 528 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ» [Электронный ресурс]. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=380265&ysclid=m4vwpsv7lh976778119> (дата обращения: 07.01.2025).
8. Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [Электронный ресурс]. – URL:

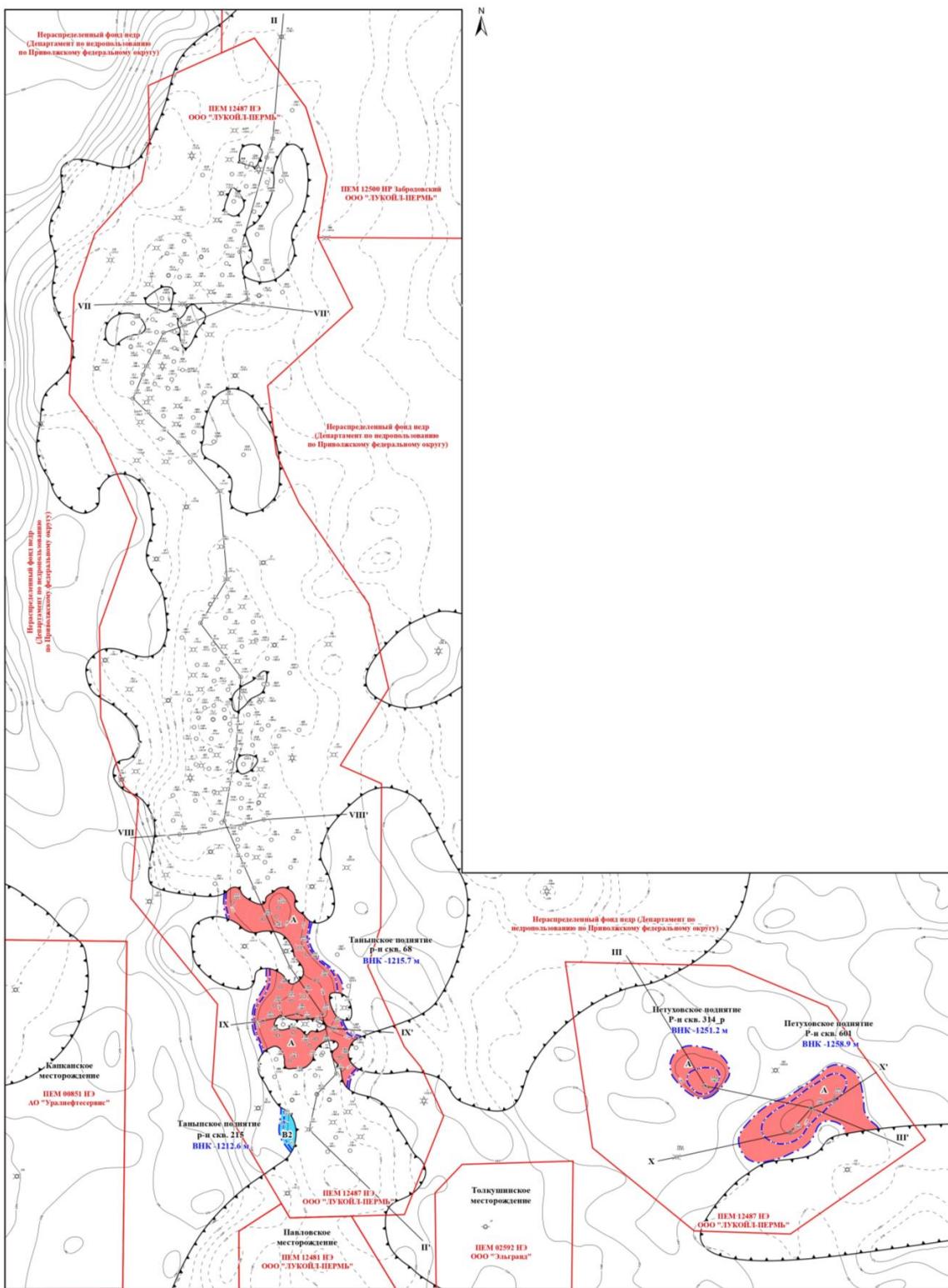
<https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=430799&ysclid=m4vwo3m47i406622811> (дата обращения: 07.01.2025).

9. Приказ Минтруда РФ от 28.12.2021 № 926 «Об утверждении рекомендаций по выбору методов оценки уровней профессиональных рисков и по снижению уровней таких рисков» [Электронный ресурс]. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=411523&ysclid=m4vwrk1vez710982084> (дата обращения: 07.01.2025).

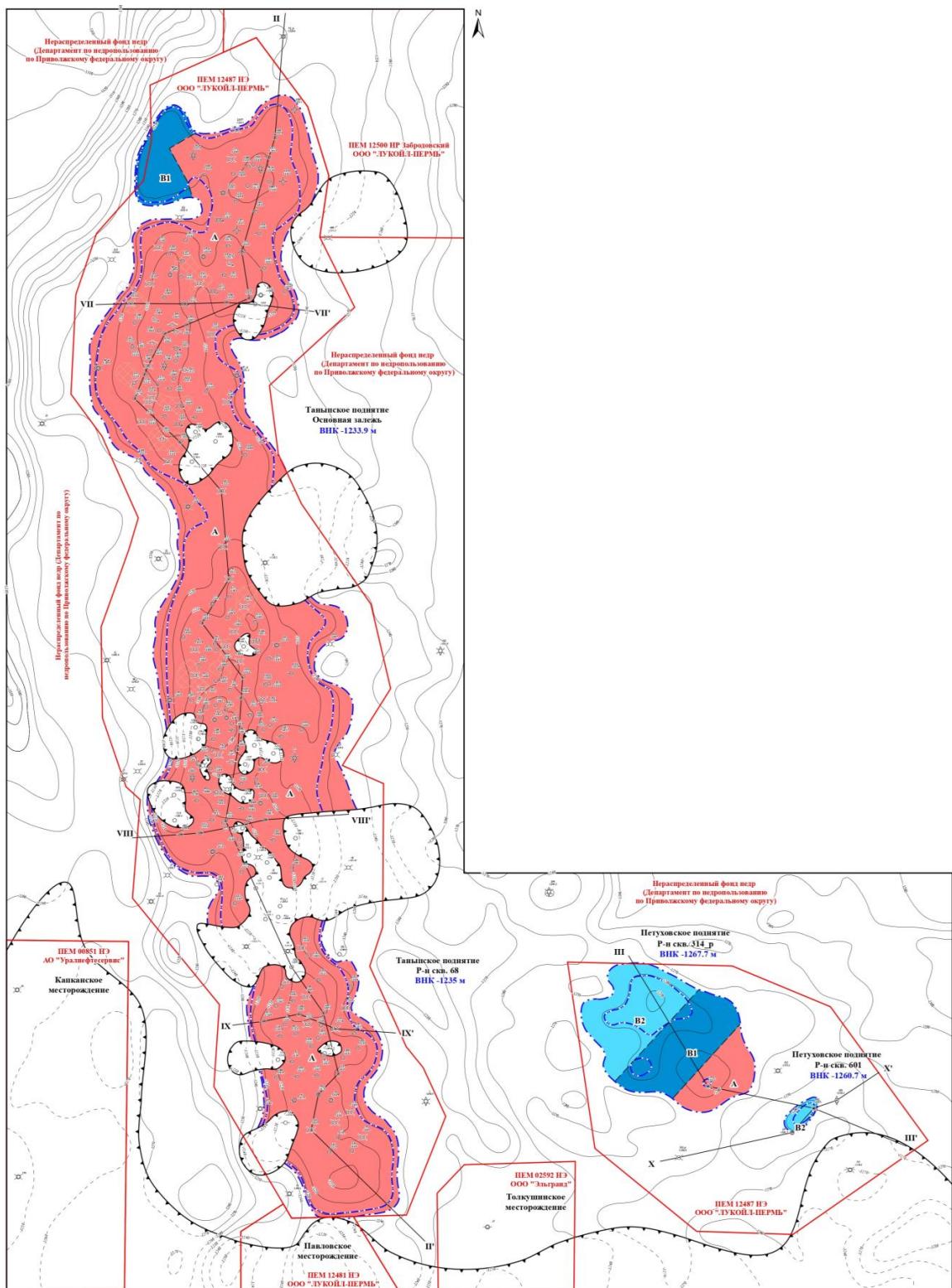
10. Приказ Минтруда РФ от 31.01.2022 № 36 «Об утверждении рекомендаций по классификации, обнаружению, распознаванию и описанию опасностей» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_408713 (дата обращения: 06.01.2025).

11. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 07.01.2025).

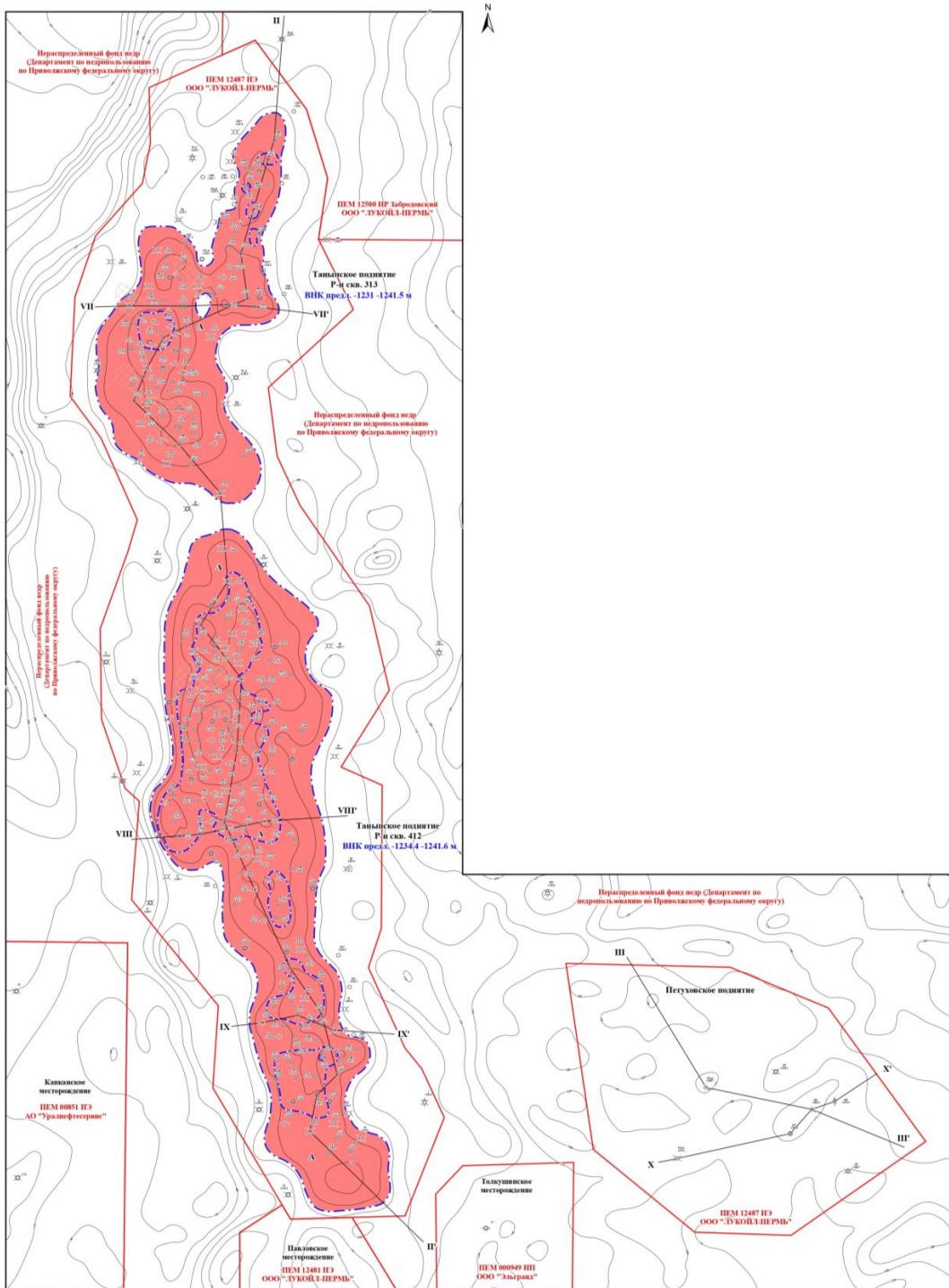
ПРИЛОЖЕНИЯ



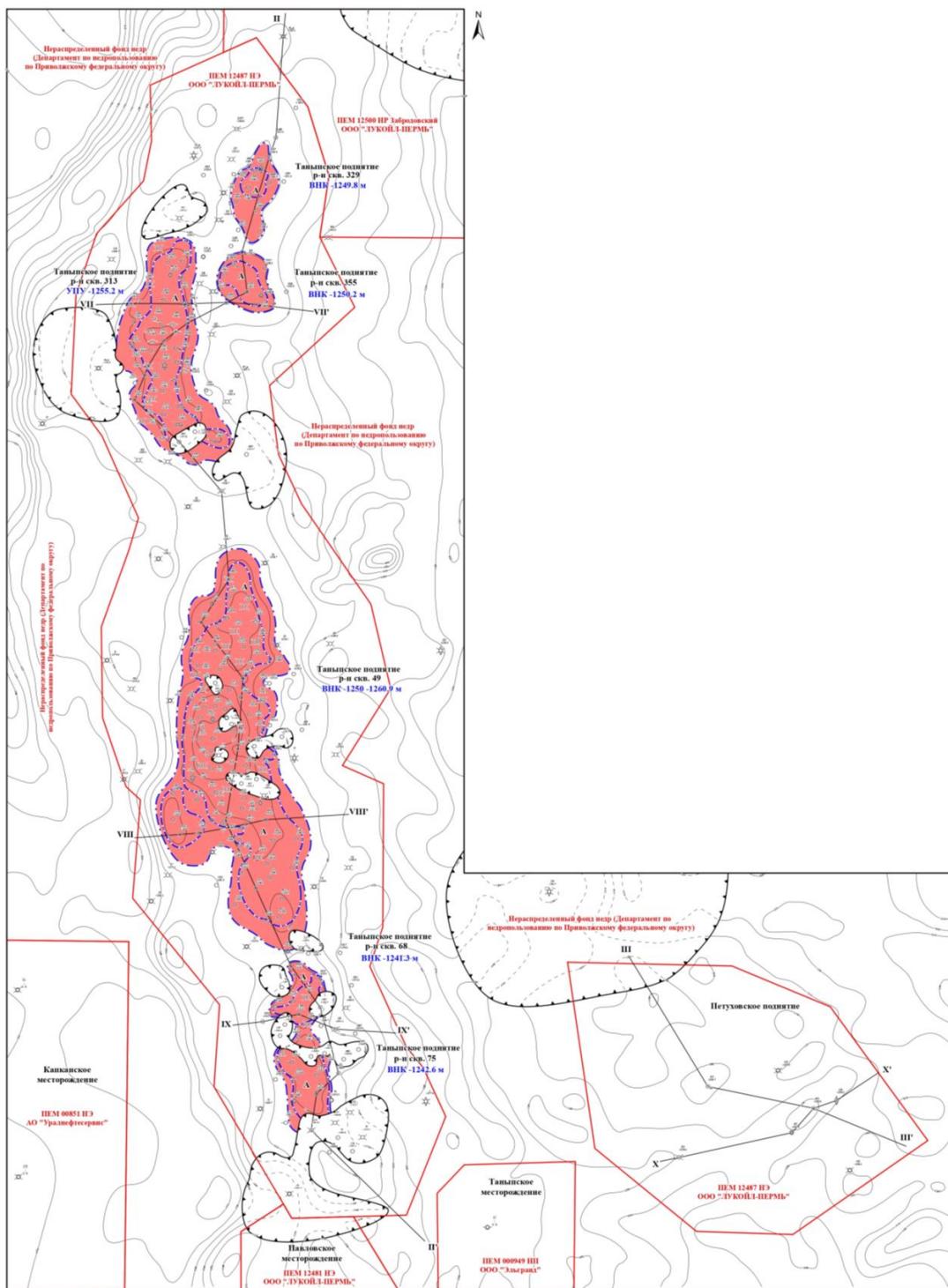
Приложение 1. Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C_1tl тульские, пласт Tl_{2-a}



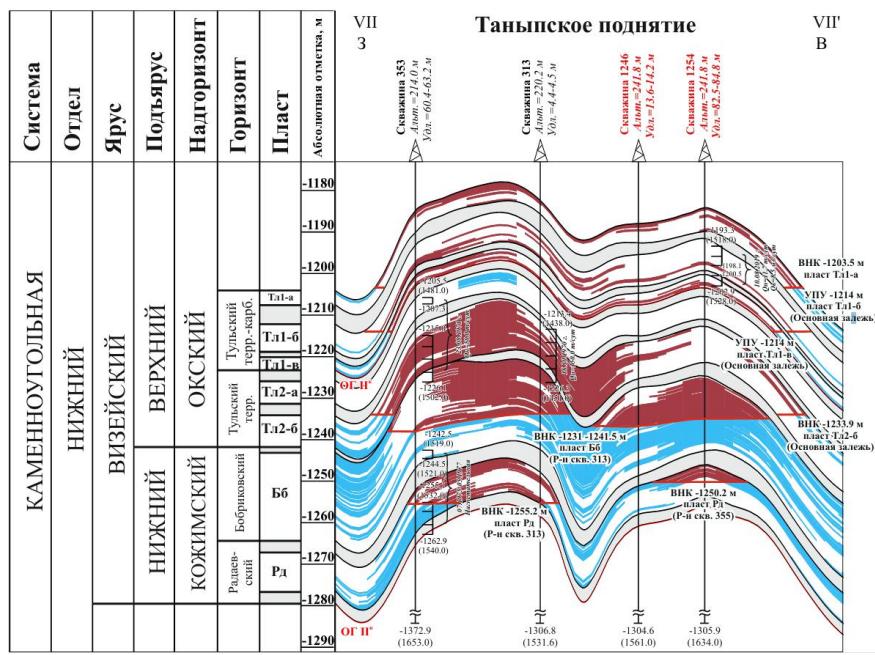
Приложение 2. Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C₁tl тульские, пласт Тл₂₋₆



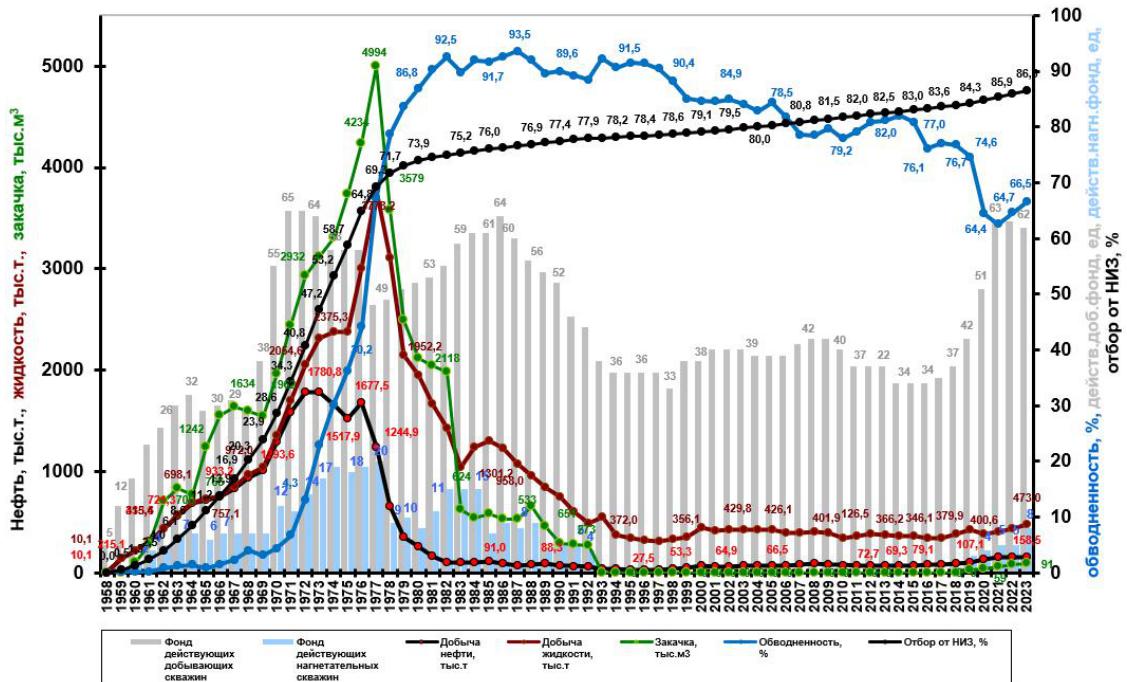
Приложение 3. Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C₁bb бобриковские, пласт Бб



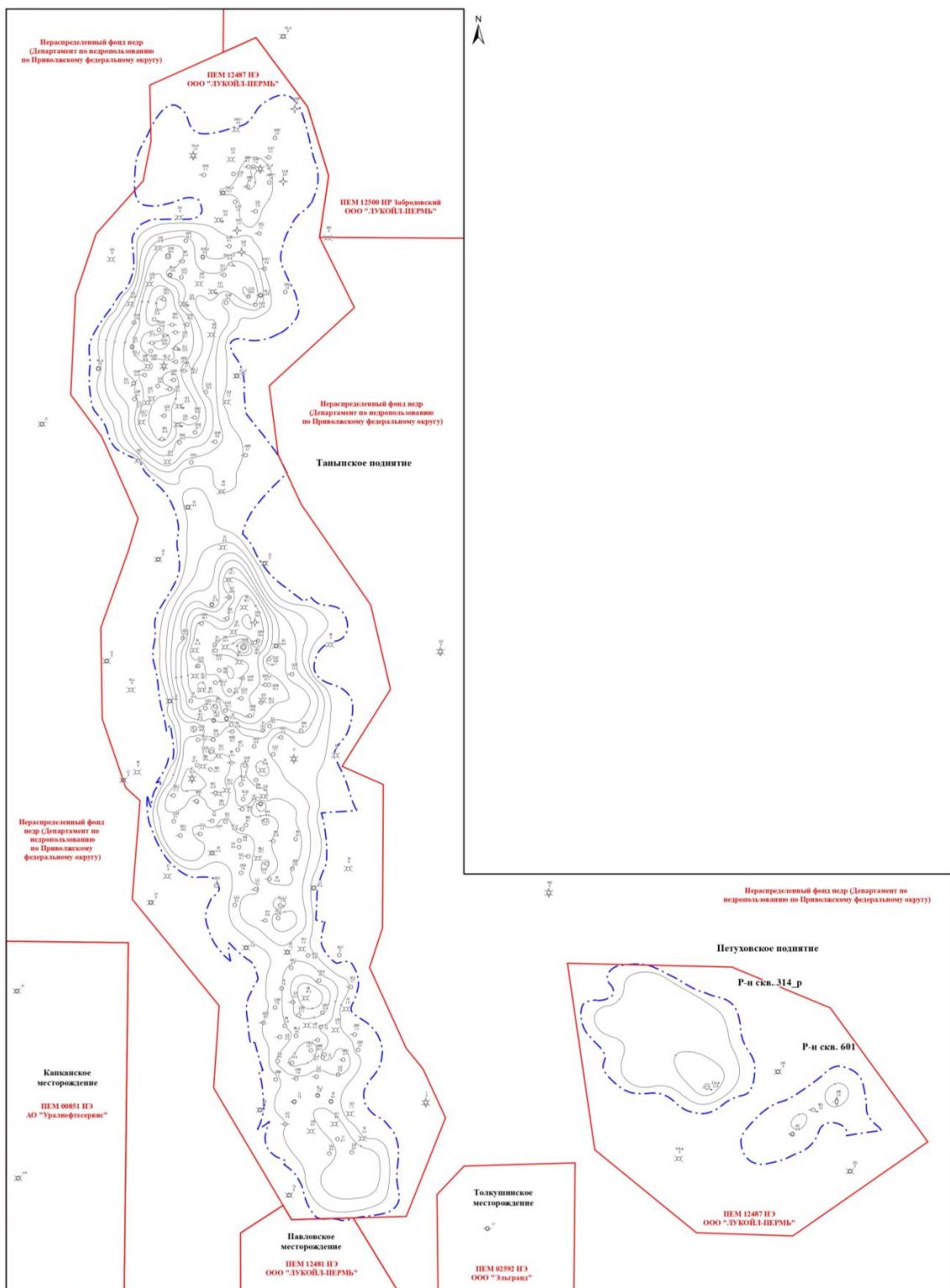
Приложение 4. Структурная карта по кровле коллектора продуктивных отложений – C₁rd радаевские, пласт Рд



Приложение 5. Схематический геологический профиль нижнекаменноугольных (визейских) отложений по линии скважин 353-313-1246-1254 (линия VII-VII')



Приложение 6. График разработки. Таныпское месторождение. Таныпское поднятие. Визейский объект (Тл2-Бб-Рд)



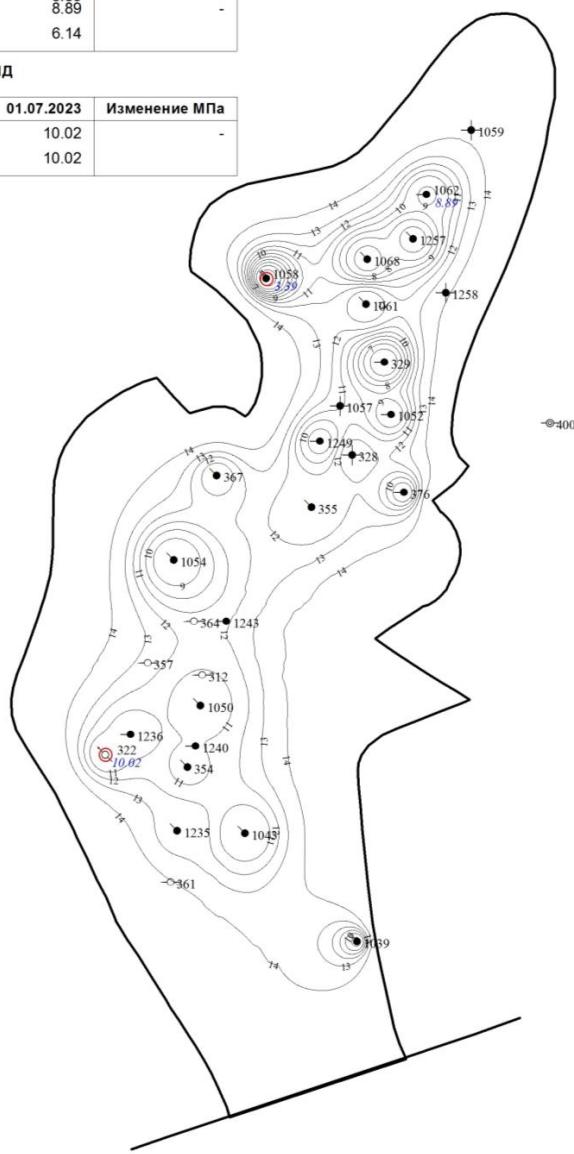
Приложение 7. Карта суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта C₁tl-C₁bb (Тл₂-Бб-Рд)

ДИНАМИКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД
Действующие

Скважина	01.01.2023	01.07.2023	Изменение МПа
367	10.43	-	-
1054	8.26	-	-
1058	-	3.39	-
1062	-	8.89	-
Ср. арифм	9.34	6.14	

НАБЛЮДАТЕЛЬНЫЙ ФОНД

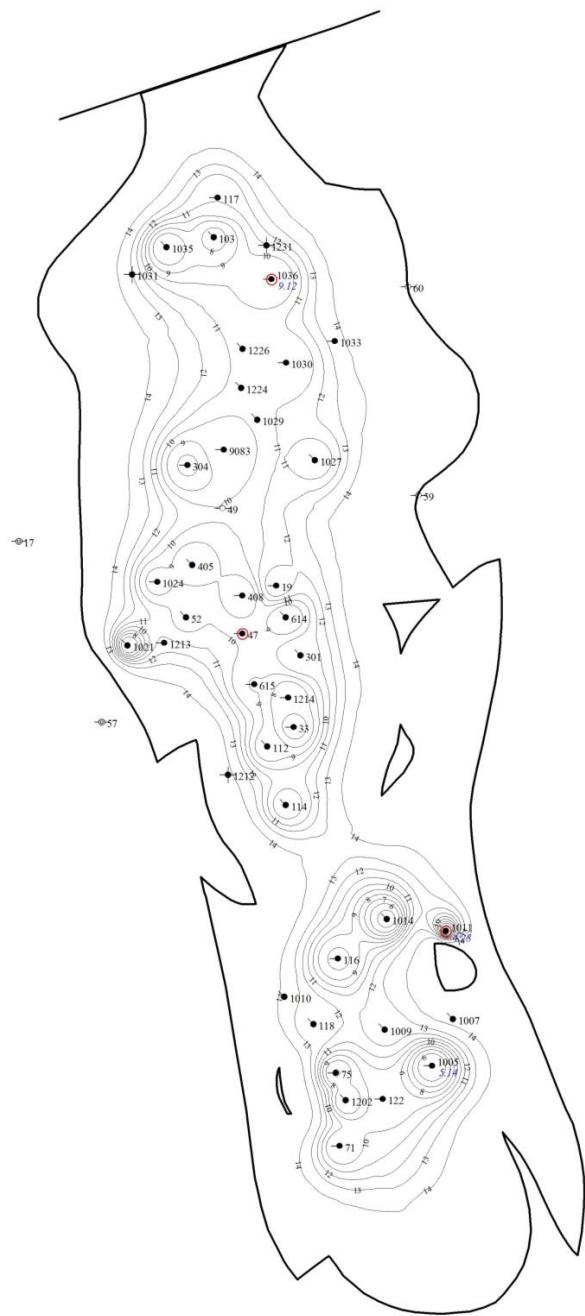
Скважина	01.01.2023	01.07.2023	Изменение МПа
322	-	10.02	-
Ср. арифм	-	10.02	



Приложение 8. Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Северная часть

**ДИНАМИКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД
Действующие**

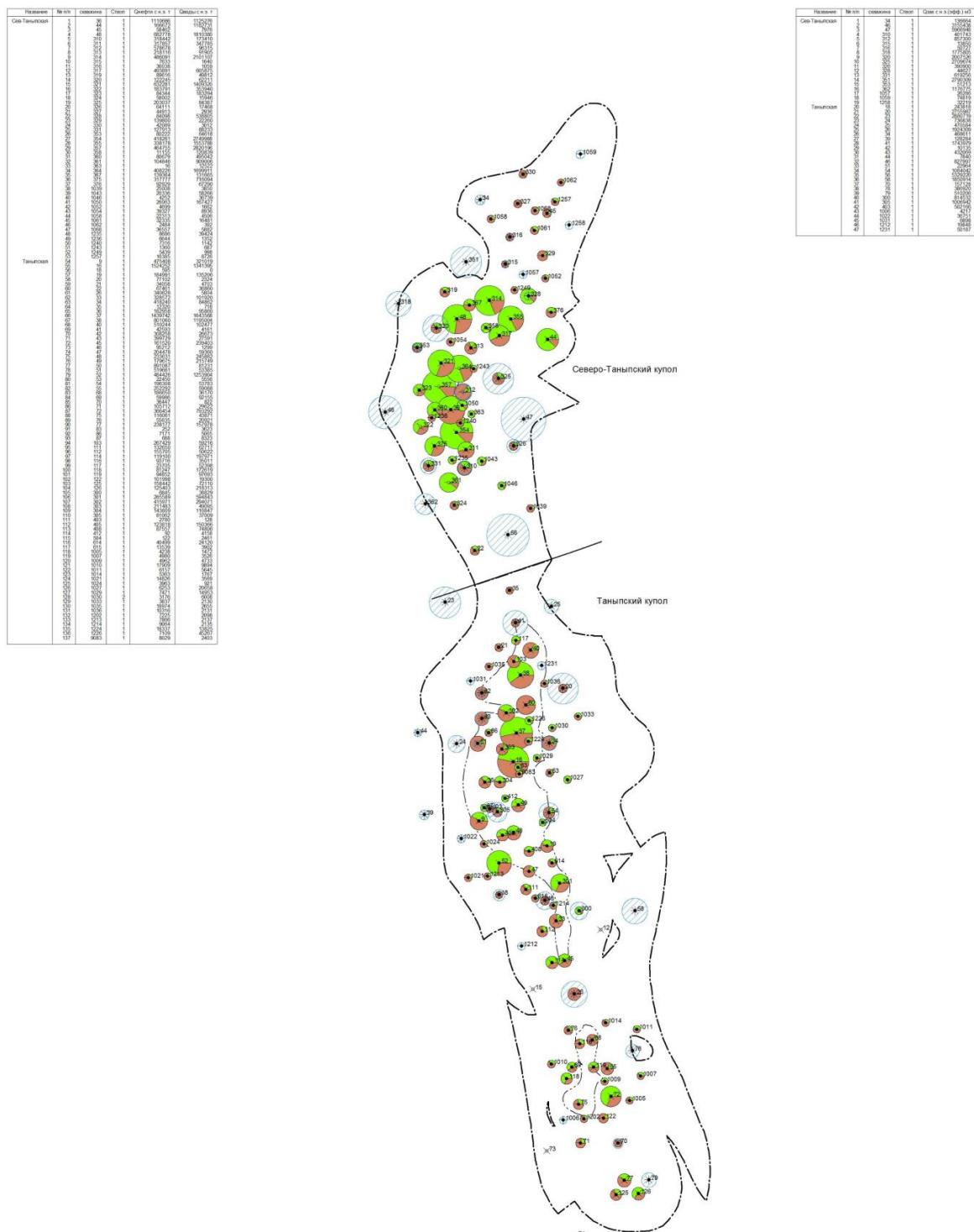
Скважина	01.01.2023	01.07.2023	Изменение МПа
405	8.32	-	-
1005	-	5.14	-
1007	9.45	-	-
1011	-	4.28	-
1014	4.61	-	-
1021	5.99	-	-
1030	10.13	-	-
1036	-	9.12	-
Ср. арифм	7.70	6.18	-

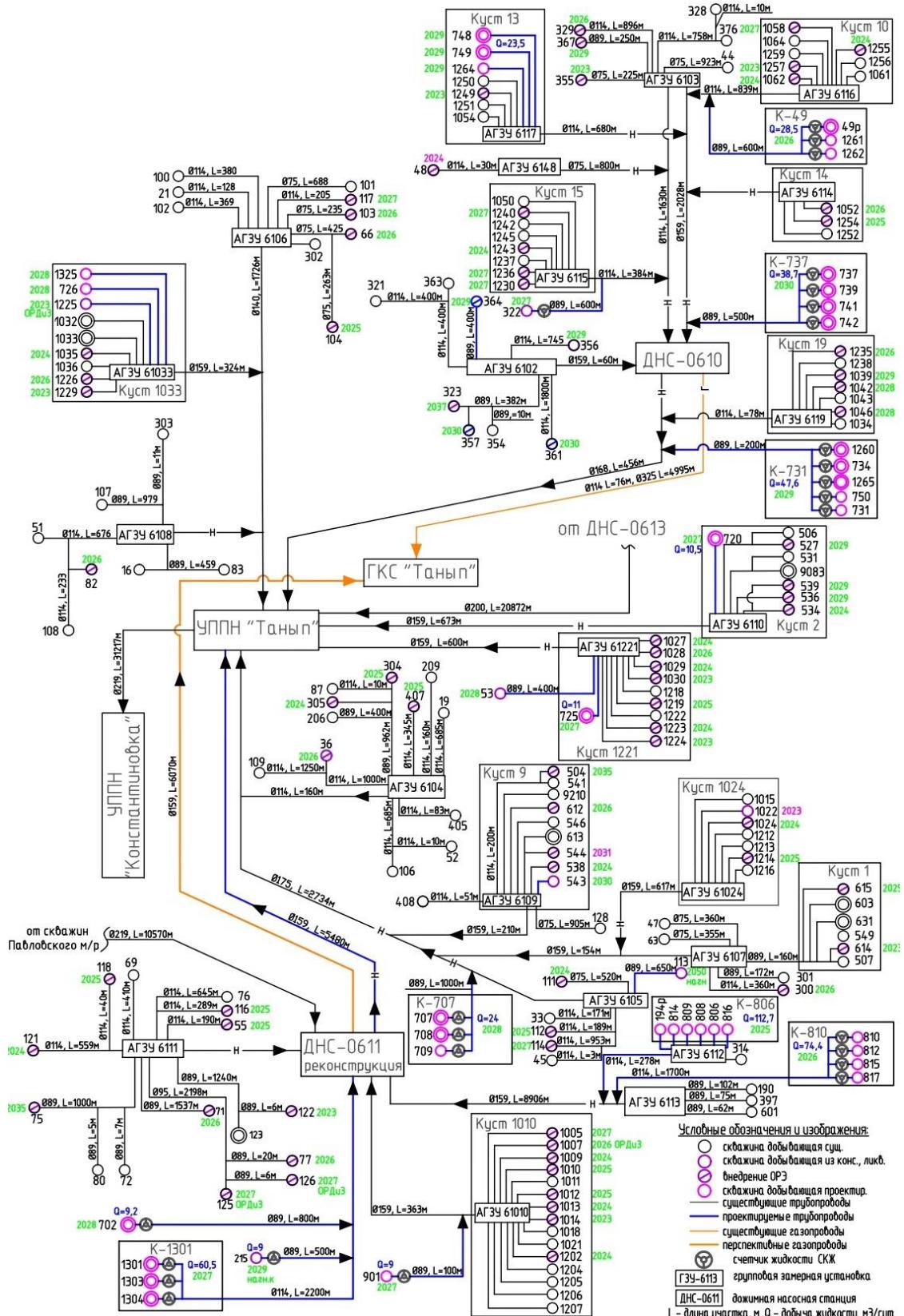


Приложение 9. Карта изобар Визейского объекта (Тл2-Бб-Рд) Таныпского месторождения. Южная часть

Добывающие скважины

№ скв	скважина	Стат	№ гориз	дл гориз	дл скв	Уч гориз	% гориз
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							
61							
62							
63							
64							
65							
66							
67							
68							
69							
70							
71							
72							
73							
74							
75							
76							
77							
78							
79							
80							
81							
82							
83							
84							
85							
86							
87							
88							
89							
90							
91							
92							
93							
94							
95							
96							
97							
98							
99							
100							
101							
102							
103							
104							
105							
106							
107							
108							
109							
110							
111							
112							
113							
114							
115							
116							
117							
118							
119							
120							
121							
122							
123							
124							
125							
126							
127							
128							
129							
130							
131							
132							
133							
134							
135							
136							
137							
138							
139							
140							
141							
142							
143							
144							
145							
146							
147							
148							
149							
150							
151							
152							
153							
154							
155							
156							
157							
158							
159							
160							
161							
162							
163							
164							
165							
166							
167							
168							
169							
170							
171							
172							
173							
174							
175							
176							
177							
178							
179							
180							
181							
182							
183							
184							
185							
186							
187							
188							
189							
190							
191							
192							
193							
194							
195							
196							
197							
198							
199							
200							
201							
202							
203							
204							
205							
206							
207							
208							
209							
210							
211							
212							
213							
214							
215							
216							
217							
218							
219							
220							
221							
222							
223							
224							
225							
226							
227							
228							
229							
230							
231							
232							
233							
234							
235							
236							
237							
238							
239							
240							
241							
242							
243							
244							
245							
246							
247							
248							
249							
250							
251							
252							
253							
254							
255							
256							
257							
258							
259							
260							
261							
262							
263							
264							
265							
266							
267							
268							
269							
270							
271							
272							
273							
274							
275							
276							
277							
278							





Приложение 12. Система сбора нефти и газа Таныпского месторождения