

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ и оптимизация системы разработки нефтяной оторочки Западно-Аянского нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири

УДК 622.276-048.34(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ибатуллин Руслан Касимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Томск – 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Ибатуллин Руслану Касимовичу

Тема работы:

Анализ и оптимизация системы разработки нефтяной оторочки Западно-Аянского нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№7260/с от 08.08.2018
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Краткое геолого-геофизическое описание месторождения, данные по добыче нефти и жидкости скважин; замеры пластового давления и гидродинамических исследований скважин; гидродинамическая модель месторождения
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Литературный обзор опубликованных источников по исследуемой тематике; анализ разработки месторождения и его отклика на разработку; оптимизация системы разработки месторождения; экономическая оценка эффективности оптимизации
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Презентация
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Меркулов В.П.
Специальные вопросы	заведующая лабораторией нефтегазового дела ЦППС НД ТПУ Деева Т.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
3 Анализ отклика резервуара на разработку	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ибатуллин Руслан Касимович		27.06.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Ибатуллину Руслану Касимовичу

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Капитальные вложения и эксплуатационные затраты на строительство скважины и проведение гидравлического разрыва пласта.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Затраты по подъему жидкости и транспортировке нефти
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка дисконтирования 15% Налог на прибыль 16.5%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Технико-экономическое обоснование эффективности оптимизации
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет операционных затрат
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Обоснование эффективности инвестиционного проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>1. Чистый дисконтированный доход по годам</i>
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ибатуллин Руслан Касимович		27.06.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Ибатуллину Руслану Касимовичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций социального характера</i> 	<p>Рабочим местом является кустовая площадка. Основными вредными факторами являются: скважины, трубопроводы и оборудование высокого давления; попутный нефтяной газ, его опасные примеси; возможные последствия обращения с газом и нефтью – разливы нефти, пожары, взрывы; химические реагенты, при утечке загрязняющие окружающую среду, вызывающие ожоги дыхательных путей, кожи, внутренних органов; пластовая вода, утечки которой ведут к загрязнению окружающей среды, причинению вреда животным и людям, в том числе посредством попадания в водоемы и водозабор</p>
<p>2. <i>Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ППБ 01-03 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 СН 276-74 СНиП 21-01-97 СП 1.13130.2009</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<p>Последствиями ненадлежащего контроля за соблюдением правил промышленной безопасности в процессе эксплуатации месторождения подвержен человек, окружающая среда, недра</p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой</i></p>	<p>Произведен анализ существующих</p>

<p><i>произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>нормативных документов в сфере охраны недр, окружающей среды и человека при эксплуатации скважин; Рассмотрены мероприятия по рациональному использованию утилизации попутного нефтяного газа</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Проанализированы факторы, влияющие на окружающую среду при изливе нефти, пластовой воды, утече попутного нефтяного газа</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>27.06.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ</p>	<p>Меркулов В.П.</p>	<p>к.г.-м.н.</p>		<p>27.06.2018</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ТМ61</p>	<p>Ибатуллин Руслан Касимович</p>		<p>27.06.2018</p>

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	12
Abstract.....	13
Введение	14
1 Сведения о месторождении	16
1.1 Общие сведения.....	16
1.2 Литолого-стратиграфический разрез	19
1.3 Тектоника.....	29
1.4 Геологическое строение продуктивных пластов	34
1.5 Характеристика толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов ..	37
1.6 Свойства и состав пластовых флюидов	39
2 Литературный обзор	43
2.1 Месторождения-аналоги.....	43
2.2 Заводнение в истощенных резервуарах	48
3 Анализ отклика резервуара на разработку.....	53
3.1 Текущая ситуация разработки	53
3.2 Геологические предпосылки.....	56
3.3 Анализ падения пластового давления	59
3.4 Исследования ГДИС для определения геометрии резервуара.....	62
3.5 Существование водоносного горизонта.....	64
3.6 Расчёты материального баланса	65
3.7 Изменения газового фактора при изменениях в добыче.....	69

4	Оптимизация разработки	72
4.1	Заводнение истощенного резервуара	72
4.2	Подбор добывающих скважин кандидатов для перевода в нагнетательный фонд	78
4.3	Надежность гидродинамической модели.....	82
4.4	Результаты расчетов ГДМ	87
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	98
5.1	Ресурсоэффективность и ресурсосбережение	98
5.2	Технико-экономическое обоснование эффективности оптимизации разработки нефтяной оторочки месторождения	101
6	Социальная ответственность	107
6.1	Мероприятия по охране недр, окружающей среды и человека при эксплуатации скважин	107
6.2	Мероприятия по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа.....	112
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	115
	Приложение А. ANALYSIS OF RESERVOIR BEHAVIOR TO PRODUCTION	118
A.1	Current production.....	118
A.2	Reservoir architecture background.....	126
A.3	Reservoir pressure analysis.....	130
A.4	Well test interpretation for boundaries	133
A.5	Aquifer presence issue	135
A.6	Material balance studies	136

A.7 Gas-oil ratio response to production changes	148
A.8 Analysis of reservoir behavior to production summary	148

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

Код	Результат обучения*
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за

	результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 149 страниц, 75 рисунков., 3 таблицы, 21 источник, 1 приложение

Ключевые слова: ИСТОЩЕННЫЙ РЕЗЕРВУАР, ЗАВОДНЕНИЕ, НЕФТЯНАЯ ОТОРОЧКА, СЛОЖНОПОСТОРОЕННЫЙ РЕЗЕРВУАР, ГАЗОВАЯ ШАПКА

Объектом исследования является венд-кембрийский продуктивные пласты I и II Ярактинского горизонта Западно-Аянского месторождения Восточной Сибири.

Цель работы – Анализ отклика резервуара на разработку, уточнение геологического строения месторождения на основе данных добычи, оптимизация существующей схемы разработки месторождения.

В процессе работы на основе изучения данных добычи продукции, изучения падения пластового давления, интерпретации гидродинамических исследований скважин, решения уравнений материального баланса, было выявлено геологическое строение резервуара. С учетом геологических неопределённостей и процессов рассоления закачиваемой воды в резервуаре были определены меры по внесению изменений в разработку резервуара.

В результате исследования даны рекомендации по оптимизации разработки нефтяной оторочки месторождения. Степень внедрения: результаты исследований будут учтены при принятии решений по планированию разработки.

Область применения: разработка нефтегазовых месторождений.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в классификации возможных изменений в разработке месторождения с точки зрения рисков и возможного экономического эффекта.

ABSTRACT

Key words: DEPLETED RESERVOIR, WATER FLOOD, OIL RIM, COMPLEX RESERVOIR ARCHITECTURE, GAS CAP

Thin oil rim development is often considered as economically marginal. The purpose of the project was to find the ways to optimize the development.

Following precludes exist: low level of available infrastructure for optimization, remote region of Eastern Siberia, gas cap production delay, very difficult reservoir architecture.

Reservoir pressure behavior, build-up tests, production history, material balance studies were provided to identify reservoir geometry and to compare it with geologists' concepts. Simulation model history matching was provided Then economic and production effects from possible water flooding, barrier flooding, gas cap injection was assessed. Sensitivity analysis from geological uncertainties and desalinization was performed. It was shown that economic effect in existing uncertainties is marginal.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения Восточной Сибири являются ключевым резервом страны для поддержания ее энергетического процветания. Из-за небольшой длительности освоения активов региона наблюдается недостаток инвестиций, инфраструктуры, а также общего инженерно-аналитического сопровождения разработки. Настоящая магистерская работа посвящена вопросам разработки венд-кембрийских продуктивных пластов Ярактинского горизонта, являющегося на сегодняшний день основным нефтегазоносным объектом Непско-Ботуобинской антеклизы (Восточная Сибирь).

Объектом исследования является часть небольшого месторождения с нефтяной оторочкой и газовой шапкой. Средняя мощность нефтяной оторочки порядка 5 м. Оторочка разрабатывается двенадцатью вертикальными добывающими скважинами на режиме естественного фонтанирования. Месторождение разрабатывается с 2008 года, но в активную фазу разработка вошла в 2011-2012 годах. Ведется добыча нефти на естественном режиме (истощении).

Главные проблемы, с которыми сталкивается оператор:

1. Значительное снижение пластового давления, что ведет снижение дебитов и выделения свободного газа из нефти;
2. Увеличивающийся газонефтяной фактор. Это связано с добычей растворенного газа и конусообразованием, то есть добычей газа из газовой шапки. Однако газовый фактор ограничен возможностью поверхностного обустройства, а также чреват потерей скважин из-за чрезмерной загазованности. Все это ведет к потерям добычи нефти.

Целью работы является поиск оптимального метода по поддержанию пластового давления для того, чтобы решить вышеуказанные проблемы.

Цель достигается посредством решения следующих задач:

- анализ геометрии добычи с помощью изучения данных добычи продукции, изучения падения пластового давления, интерпретации гидродинамических исследований скважин, решения уравнений материального баланса;
- расчет сценариев разработки месторождения с помощью гидродинамической модели месторождения.

Защищаемые положения:

- установленное линзовидное строение продуктивного пласта подтверждается данными добычи и основными показателями разработки;
- эффективность перевода скважин из добывающего фонда в нагнетательный имеет пограничный технико-экономический эффект, в том числе зависящий от геологической неопределенности.

1 Сведения о месторождении

1.1 Общие сведения

В административном отношении исследуемый участок недр расположен в пределах Катангского, Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области. Общая площадь участка 1950 км².

Нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) открыто в 2008г., нефтегазоносность связана с верхнетирским и ярактинским горизонтами. В 2016 году были уточнены запасы месторождения, выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородов по залежам ярактинского горизонта нефтегазоконденсатного месторождения.

Залежь углеводородов (УВ) в ярактинском горизонте на месторождении позволяет спрогнозировать наличие локальных ловушек углеводородов, обусловленных сочетанием литологического и структурного факторов и на остальной территории участка недр и месторождения.

В геоморфологическом отношении территория месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с плоскими водоразделами. Средняя высота водоразделов составляет 550-600 м, отметки урезов воды около 400 м.

Месторождение расположено в бассейне верховий р. Нижняя Тунгуска и ее притока Непы. В пределах месторождения и лицензионных участков реки не судоходны даже в период весенних паводков. Они имеют глубину от 2,5 до 4 м при ширине 7-12 м и зимой часто промерзают до дна.

Ближайшая к месторождению судоходная река Лена протекает через поселок Верхнемарково (108 км). Река вскрыта ото льда с начала мая до конца октября. В пос. Верхнемарково имеются временные причалы, оставшиеся от базировавшейся там нефтегазоразведочной экспедиции ПГО «Востсибнефтегазгеология».

Бытовое и техническое водоснабжение решается за счет местных источников при их удалении от буровой или промысла на расстояние до первых сотен метров или бурения специальных гидрогеологических скважин глубиной от 100 м и более, в зависимости от гипсометрического положения их устьев.

Грунты в районе преобладают суглинистые, щебеночно-суглинистые, щебеночно-песчанистые, в долинах рек – торфяные, заболоченные.

Сейсмичность района работ прогнозируется на уровне 6-7 баллов.

Растительность и животный мир типичны для тайги. Преобладают хвойные породы леса: лиственница, ель, сосна, пихта, кедр. Животный мир представлен пушным зверем, имеющим промысловое значение (соболь, белка, колонок, ондатра и др.), встречаются волки, медведи. Из копытных обитают изюбры, косули, лоси.

Заповедников и заказников на территории нет.

Климат региона является резко континентальным. Зима холодная, продолжительная, лето теплое, короткое. Зимой период температура понижается до минус 50-58°C. Лето умеренно теплое, со среднесуточными температурами выше +10°C продолжительностью 80-90 суток. Преобладающая температура в июле плюс 20-25°C, средняя +18°C. Среднегодовая температура в районе – 3.5°C.

Общее количество атмосферных осадков составляет 300-500 мм, большая часть из которых выпадает в июле-августе.

Снежный покров, достигающий до 1 м, сохраняется с середины октября до начала мая. На северных залесенных склонах почва не оттаивает даже летом. Максимальная глубина промерзания грунтов достигает 2,5 м. Интервал залегания многолетнемерзлых пород имеет островной характер. Продолжительный (с середины октября до начала мая) и большой (1 м и более) снежный покров с низкими температурами воздуха (до –58°C) при продолжительной зиме (отрицательная температура воздуха более 250 дней в году является причиной

того, что грунт глубоко промерзает вглубь. Полностью грунт оттаивает только в конце июля. Количество льда от общего объема породы доходит до 10-15%. В настоящее время мерзлотные процессы стабилизировались.

Реки покрываются льдом в конце октября, но наблюдается много труднопроходимых мест и наледей. Толщина льда к концу зимы доходит до 1-1,5 м.

На месторождении имеются дороги зимнего пользования, оставшиеся после проведения геологоразведочных работ. Так же в 2011 – 2012 году построены круглогодичные автомобильные проезды на площадку скважины №58 и кустовую площадку скважины №1, планируется в сезон 2012 – 2013 года построить проезд и на скважину №43, таким образом, все площадки месторождения будут охвачены автомобильными дорогами.

Ближайший от месторождения населенный пункт – Верхнемарково, расположен в 108 км к югу от юго-западного контура месторождения. Дорога грунтовая, действующий зимник шириной 6м.

В 150 км к юго-западу от пос. Верхнемарково на пересечении БАМа с рекой Лена расположен городе Усть-Кут, являющийся входной базой для материально-технического обеспечения северной части Иркутской области, Бурятии и основной части Якутии. В городе имеется крупный речной порт, склады, железнодорожная станция (Лена). Склады в речном порту и на ж/д станции в состоянии принять разнообразные грузы и ГСМ в большом количестве, позволяющем осуществить досрочный их завоз на территорию значительной части указанных выше регионов. Аэропорт принимает основные типы современных самолетов.

Через Верхнемарково проходит гравийная автомобильная дорога шириной 8 м, идущая от районного центра г. Усть-Кут. Расстояние от Верхнемарково до Усть-Кута -150 км. По этой трассе, в основном, в зимнее время перемещается

транспорт, обеспечивающий завоз технических грузов и продовольствия в северную часть Иркутской области, Бурятию и Якутию.

Район месторождения не заселен. Население близлежащих поселков занимается промыслом пушного зверя. В среднем по административным районам расположения месторождения плотность населения составляет. Из них менее 3 человек на квадратный километр, 87% населения – русские, остальные представлены украинцами, белорусами, татарами, бурятами.

В 100 - 110 км к югу от Западно-Аянского месторождения проложен нефтепровод (ВСТО), связывающий открытые в регионе месторождения с терминалом в бухте Козьмино (Дальневосточный Федеральный округ) и нефтепроводной системой Китая.

1.2 Литолого-стратиграфический разрез

Стратиграфический разрез месторождения составлен в соответствии с материалами глубоких скважин, а также по результатам колонкового бурения и геолого-съёмочных работ.

По данным глубокого бурения и геофизических исследований в скважинах НГКМ, с учетом материалов геологической съёмки масштаба 1:200000, структурно-поисковых работ масштаба 1:50000 приводится литолого-стратиграфическая характеристика разреза месторождения.

В геологическом строении площади принимают участие архей-протерозойские образования кристаллического фундамента, отложения венд-кембрийской, кембрийской и ордовикской систем, представленные осадками лагунных и мелководно-морских фаций, рыхлыми четвертичными отложениями.

Толщина осадочного чехла изменяется от 2566 м (скважина № 4) до 2758 м (скважина № 58).

Архей + Протерозой (AR-PR)

Образования кристаллического фундамента в пределах ЛУ вскрыты во всех пробуренных скважинах, за исключением скважина № 23 и представлены метаморфическими и магматическими образованиями - гранитами, гнейсами и гранодиоритами светло-розовыми, крупнокристаллическими, массивными с зеленовато-серой роговой обманкой, нередко разбитыми вертикальными и наклонными трещинами, хлоритовыми и амфиболитовыми сланцами темно-зелеными и черными, мелко-тонкокристаллическими. По комплексу промыслово-геофизических исследований породы фундамента характеризуются высокими значениями НГК, БК, низкими АК и ГК.

Абсолютные отметки поверхности фундамента изменяются от -2071 м (скважина № 27) до -2186 м (скважина № 23), т.е. прослеживается погружение фундамента в юго-восточном направлении на 115 м. Градиент погружения составляет 1,6 м на 1 км.

Венд - Кембрийская система - V-Є₁

Чорская свита - V-Є₁ chr

Отложения чорской свиты трансгрессивно залегают на породах фундамента.

Верхняя граница чорской свиты проводится по подошве массивных доломитов, относящихся к преображенскому горизонту катангской свиты, что соответствует положению в разрезе регионального литолого-геофизического репера М2.

Нижняя часть свиты сложена неравномерным переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов. В ее разрезе выделяется продуктивная ярактинский горизонт, сложенная песчаниками серыми и темно-серыми кварцевыми, разнозернистыми.

Верхняя часть свиты представлена терригенно - сульфатно - карбонатной пачкой, имеющей изменчивый состав. На изучаемой площади эта пачка представлена в кровле карбонатными породами - доломитами, ниже - доломитами глинистыми с прослоями аргиллитов и ангидритов, реже песчаников.

В верхней части свиты выделяется верхнетирский горизонт, сложенный доломитами и доломито-ангидритами с прослоями аргиллитов и песчаников.

Толщина свиты в пределах площади изменяется от 69 м (скважина № 15) до 128 м (скважина № 11), т.е. почти в 2 раза.

Катангская свита - V-Є₁ kt

Залегает согласно на породах чорской свиты, имеет региональное распространение. В районе вскрыта всеми пробуренными скважинами.

Свита представлена ритмичным переслаиванием доломитов глинистых, доломито-ангидритов, доломитов, реже ангидритов, с примесью терригенного материала – алевролитов глинистых, с примесью ангидрита. Породы нередко трещиноватые. В подошве свиты выделяется преображенский горизонт - массивный пласт доломитов, имеющий региональное распространение. Горизонт сложен доломитами коричневато-серыми, мелкозернистыми, плотными. Пласт хорошо выделяется по материалам геофизических исследований повышенными показаниями КС и низкими значениями ГК.

Толщина свиты на площади варьирует от 75 до 87 м.

Собинская свита - V-Є₁ sb

Залегает согласно на породах катангской свиты, имеет региональное распространение. В районе вскрыта всеми пробуренными скважинами.

Свита представлена переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, реже ангидритов, с примесью терригенного материала – алевролитов глинистых, ангидритизированных.

Толщина свиты в пределах месторождения составляет 104-118 м.

Тэтэрская свита - V-Є₁ tr

Свита представлена ритмичным переслаиванием доломитов, глинистых доломитов серых, коричневатого-серых, участками окремненных и доломито-ангидритов. К тэтэрской свите приурочен регионально прослеживающийся устькутский горизонт, который четко отбивается по материалам ГИС.

Горизонт представлен доломитами серыми, зеленовато-серыми, коричневатого-серыми, мелкозернистыми, засоленными, реже глинистыми доломитами и доломито-ангидритами с горизонтально-волнистыми трещинами, заполненными черным глинисто-органическим веществом. Толщина горизонта 65 м.

По комплексу ГИС породы тэтэрской свиты характеризуются повышенными величинами КС относительно вышележащих соленосных отложений усольской свиты.

Толщина тэтэрской свиты на изучаемой площади изменяется от 140 м до 153 м.

Кембрийская система (Є)

Нижний отдел - Є₁

К нижнему отделу относятся отложения усольской, бельской, булайской, и ангарской свит.

Усольская свита - Є_1 us

Залегают свита согласно на осадках нижележащей тэтэрской свиты. Кровля усольской свиты уверенно проводится литологическим признакам и по данным геофизических исследований. По комплексу ГИС породы усольской свиты характеризуются чередованием высоких и низких значений геофизических параметров (кривые КС, ГК, НГК), соответствующих пластам каменных солей и карбонатных пород.

Отложения усольской свиты представлены неравномерным переслаиванием доломитов различного состава (глинистыми, доломито-ангидритами) и каменных солей. Каменные соли различных цветов (грязно-серые, розовые и др.), крупнокристаллические, нередко с примесью глинистого материала. Доломиты серые, темно-серые, мелкозернистые, массивные, участками засоленные.

В нижней части усольской свиты выделяется осинский горизонт регионального распространения, сложенный доломитами, реже известняками и известковистыми доломитами серыми, темно-серыми, тонко-мелкозернистыми с незначительными прослоями ангидрито-доломитов и глинистых доломитов. Толщина горизонта на изучаемой площади изменяется в пределах от 40 м (скважина № 10) до 74 м (скважина № 25). Толщина усольской свиты изменяется значительно: от 300 м (скважина № 40) до 944 м (скважина № 23). Какой-либо закономерности в изменении толщины свиты в пределах района работ не прослеживается. Вероятнее всего изменение толщин связано с пластическими деформациями каменной соли.

В пределах площади над осинским горизонтом вскрыта интрузия траппов пермо-триасового возраста толщиной от 70 до 132 м. Нижнекембрийский возраст отложений усольской свиты фаунистически обоснован споро-пальцевым анализом

найденных в отложениях водорослей и микрофилитов. В породах осинского горизонта обнаружены остатки трилобитов плохой сохранности.

Бельская свита - $\text{Є}_1 \text{bs}$

Отложения бельской свиты согласно залегают на породах усольской свиты. По литологическим признакам свита подразделяется на верхнебельскую и нерасчлененную ниже-среднебельскую подсвиты.

Ниже-среднебельская подсвита - $\text{Є}_1 \text{bs}_{2+1}$

Кровля и подошва подсвиты проводятся по пластам каменных солей: сверху - по подошве последнего пласта солей в верхнебельской подсвите, снизу - по кровле первого пласта солей усольской свиты. На изучаемой площади отложения подсвиты вскрыты всеми скважинами. Литологически подсвита представлена комплексом карбонатных пород, включающим доломиты, участками известковисты, известняки мелкозернистые с подчиненными прослоями доломито-ангидритов, глинистые доломиты. Цвет пород, в основном, серый, пепельно-серый, темно-серый до черного.

В кровле подсвиты залегают атовский горизонт, сложенный доломитами и мелкозернистыми известняками с включениями ангидрита серого, коричневатого и темно-серого цветов.

К подошве свиты приурочен христофоровский горизонт, сложенный доломитами серыми, коричневато-серыми с прослоями известняков, реже доломитов глинистых и доломито-ангидритов. Подсвита характеризуется фауной трилобитов: р. *Bulaiaspis taseevika Rep*, *Bulaiispis Vologdini zeem*, брахиопод: р. *Acreteta Sp.*

Толщина подсвиты варьирует от 256 м (скважина № 104) до 437 м (скважина № 17).

Верхнебельская подсвита - $\text{Є}_1 \text{bs}_3$

Кровля верхнебельской подсвиты четко отбивается в связи с исчезновением каменных солей в разрезе булайской свиты, представленной массивными доломитами. Граница между нижне-среднебельской и верхнебельской подсвитами проводится по первому пласту каменных солей в подошве верхнебельской подсвиты и отчетливо фиксируется данными электрокаротажа.

Разрез подсвиты представлен неравномерным переслаиванием каменных солей (белых, грязно-белых, иногда светло-розовых, прозрачных и полупрозрачных, от мелко – до крупнокристаллических) с доломитами (серыми темно-серыми, буро-серыми, мелкозернистыми) и известняками (серыми доломитизированными, иногда мелкокавернозными и брекчированными). Для пород верхнебельской подсвиты характерно наличие нижнекембрийских водорослей, трилобитов и хиолитов.

Толщина подсвиты изменяется по площади от 101 м (скважина № 73) до 240 м (скважина № 48).

Суммарная толщина свиты 375 м (скважина № 73) – 607 м (скважина № 67).

Булайская свита - $\text{Є}_1 \text{bl}$

Отложения Булайской свиты согласно залегают на отложениях бельской свиты. Граница отчетливая как по литологии пород, так и по данным электрокаротажа (повышенные значения кривой КС), в связи с чем булайская свита является надежным маркирующим горизонтом.

Сложена однородной толщей доломитов серых, коричневато-серых, иногда песчанистых, мелкозернистых, с включениями ангидрита и прослоями участками доломитизированных (реже с прослоями доломито-ангидритов) серых с

зеленоватым оттенком известняков. Толщина - 103 м (скважина № 20) - 177 м (скважина № 62).

В верхней части свиты, выделяется биркинский горизонт.

Для свиты характерно наличие нижнекембрийских трилобитов и брахиопод.

Ангарская свита - $\text{Є}_1 \text{an}$

Отложениями ангарской свиты заканчивается разрез нижнего кембрия. Свита согласно перекрывает породы булайской свиты. Граница отчетливо прослеживается как литологически, так и по данным каротажа - снижением значений на кривой КС.

В большинстве районов, прилегающих к изучаемой площади, незатронутых процессами соляной тектоники, ангарская свита делится на две подсвиты - нижнюю и верхнюю.

Разрез ангарской свиты вскрыт всеми скважинами. Нижняя часть свиты представлена доломитами серыми, темно-серыми с коричневатым оттенком, тонко- мелкозернистыми, глинистыми, участками засоленными, а также доломито-ангидритами.

Верхняя подсвита сложена неравномерным чередованием пластов доломитов и каменной соли. Каменные соли розовато-серые, серовато-белые, крупнокристаллические. Толщина солей составляет 119 м (скважина № 23) – 424 м (скважина № 50).

Доломиты серые, темно-серые с коричневатым оттенком, мелкозернистые, иногда глинистые, засоленные. Толщина прослоев доломитов варьирует от 2-3 до 20-35 м.

Общая толщина свиты 275 м (скважина № 97) - 591 м (скважина № 10).

Возраст ангарской свиты подтверждается находками фауны трилобитов: *Parapoliella Namanoia*, *Batinotus* (несколько видов) и брахиопод: *Kutorgina Lenaica* Zerm, *Zingula Sp.*.

Нижний - средний отдел – €₂₋₁

Литвинцевская свита – €₂₋₁ lt

Литвинцевская свита выходит на поверхность в ядрах антиклинальных структур. Залегают без видимого несогласия на породах ангарской свиты. Отложения представлены доломитами водорослевыми, серыми и темно-серыми, известковистыми, с прослоями доломитов глинистых, гипсов белых. Отмечаются прослои известняков серых, темно-серых, мелкозернистых, плотных. Породы часто брекчированы и трещиноваты. Толщина свиты 128 м (скважина № 52) - 272 м (скважина № 24).

Средне-нижнекембрийский возраст отложений литвинцевской свиты обоснован находками фауны трилобитов: *Navanoia namanensis*, *Proasaphiscus* и др.

Средне-верхний отдел – €₂₋₃

Верхоленская свита – €₂₋₃ vl

Верхоленская свита выходит на поверхность на крыльях валов и по долинам рек, и согласно залегают на сульфатно-карбонатных породах литвинцевской свиты.

В подошве верхоленской свиты залегают доломиты глинистые, зеленовато- и темно-серые с включениями и прослоями гипсов белых и розовых. Выше по разрезу - мергели и аргиллиты коричневатобурые, шоколадные, тонкоплитчатые с включениями гипсов, трещиноватые. В верхней части разреза отмечены прослои

песчаников, алевролитов, реже доломитов. Песчаники коричневато-серые, коричневато-бурые, тонкозернистые, плотные, крепкие. Алевролиты красно-бурые, плитчатые, слюдистые, комковатые. Толщина свиты от 404 м (скважина № 21) до 468 м (скважина № 68).

Верхнее-среднекембрийский возраст верхоленской свиты подтверждается находками трилобитов: *Kuraspis*, *Verholenella* (несколько видов) *Pesaid incerta kutch*.

Илгинская свита - Є₃ v1

Илгинская свита завершает разрез кембрийских отложений. Это маломощная толща кварцевых песчаников, алевролитов, аргиллитов и доломитов. Выходит на дневную поверхность в виде узких полос на крыльях антиклинальных структур. В направлении с юга на север и северо-запад происходит планомерное выклинивание свиты. Перерыв в осадконакоплении.

Ордовикская система (О)

Породы ордовика залегают со стратиграфическим несогласием на отложениях илгинской и верхоленской свит. Литологически ордовикская система представлена алевролитами зеленовато-серыми, тёмно-серыми, реже бурыми, комковатыми, слюдистыми алевролитами с прослоями алевритистых песчаников, органогенных известняков с линзами и прослоями лимонитовых руд.

Толщина от 30 до 78 м. Перерыв в осадконакоплении.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА (Kz)

Четвертичная система - Q

Четвертичные отложения имеют почти повсеместное распространение. Представлены супесями, суглинками, глинами с галечниками и обломками подстилающих пород. Толщина отложений - 0,5-20 м.

1.3 Тектоника

НГКМ расположено на южном склоне Непского свода, входящего в состав Непско-Ботуобинской антеклизы.

Нефтегазоносные, в пределах месторождения, терригенные отложения ярактинской пачки и верхнетирского горизонта, входящие в состав чорской свиты, слагают крупный палеоврез в кристаллическом фундаменте (Рисунок 1.1.).

Поверхность фундамента полого поднимается в северном, северо-восточном направлении (в сторону наиболее приподнятой части Непского свода) с градиентом 3-3,5 м на км. В этом же направлении происходит значительное сокращение толщины осадочного чехла от 2600 м в пределах месторождения до 1600 м в центральной части Непского свода.

По структурно-литологическим признакам в осадочном чехле выделяются три комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой комплекс включает в себя терригенно-карбонатные отложения чорской, катангской, собинской, тэтэрской свит и сульфатно-карбонатные отложения усольской свиты до осинского горизонта включительно.

По отложениям подсолевого комплекса для площади характерно моноклиналиное погружение пород в южном и юго-восточном направлениях. По

данным глубокого бурения отметка кровли подсолевого комплекса изменяется от -1754 м (скважина № 106) до -1859 м (скважина № 124).

Структурные планы по кровле устькутского горизонта тэтэрской свиты и по кровле ярактинской пачки чорской свиты, в общих чертах совпадают, однако, структурный план по кровле ярактинской пачки имеет более сложное строение за счёт системы тектонических нарушений, захвативших как фундамент, так и породы нижней части осадочного чехла. Тектоническое нарушение в западной части площади, установленное в районе скважины № 151, протягивается в северо-западном направлении, вследствие чего предполагается наличие двух блоков чорской свиты с различными гипсометрическими уровнями залегания пород. В разрезе скважины № 151 дважды вскрываются породы кристаллического фундамента, а породы терригенной толщи сильно дислоцированы и перемяты.

Толщина отложений подсолевого комплекса закономерно сокращается в северном, северо-западном направлениях (вверх по восстанию моноклинального склона Непского свода). В районе скважин №№ 60, 81 и 29 установлено резкое локальное уменьшение толщины чорской свиты. По кровле тэтэрской свиты в районе скважина № 31 вырисовывается куполовидное поднятие размером 30x12 км, амплитудой более 20 м. Окончательное формирование структуры с разрывом сплошности чорских пород, произошло позднее. Амплитуда поднятия по кровле верхнетирского горизонта составляет 50 м, по кровле ярактинской пачки - 50 м.

Соленосный комплекс включает в себя карбонатно-галогенные отложения от кровли осинского горизонта до подошвы литвинцевской свиты и, в целом, имеет более сложное строение, чем подстилающие его подсолевые отложения. Эта часть разреза характеризуется интенсивной дислоцированностью и раздробленностью, а также невыдержанностью толщины по площади работ.

Отмечено наличие в соленосном комплексе пластовых интрузий долеритов, приуроченных к надосинской части разреза усольской свиты. По данным

геофизических сейсморазведочных работ (1991 г.) это объясняется присутствием тектонических нарушений [2].

В результате глубинных тектонических процессов и, связанных с ними, проявлений соляной тектоники происходит существенная перестройка структурного плана. Решающую роль в его формировании сыграли тангенциальные смятия галогенно-карбонатной толщи с деформацией перекрывающих слоёв.

Толщина отложений галогенно-карбонатного комплекса изменяется от 1241 м (скважина № 41) до 1493 м (скважина № 61).

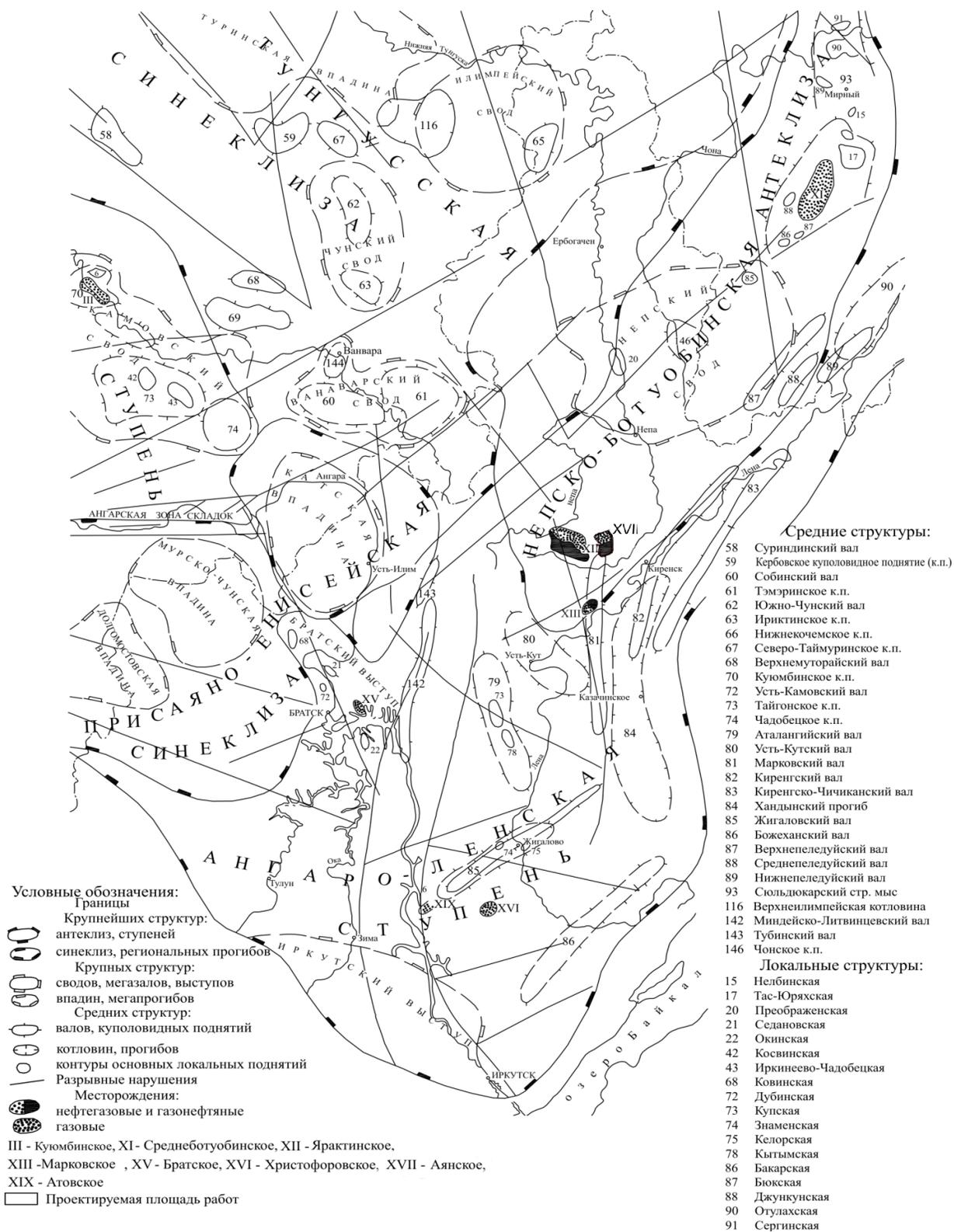


Рисунок 1.1 – Схема тектонического районирования и нефтегазоносности Лено-Тунгусской НПП (по А.Э. Конторовичу и др.)

Надсолевой комплекс включает в себя карбонатно-терригенные отложения литвинцевской и верхоленской свит кембрия и вышележащие отложения ордовика.

В пределах рассматриваемой территории наблюдается несовпадение структурных планов подсолевых и надсолевых отложений. По данным геолого-съемочных и структурно-поисковых работ Западно-Аянское месторождение расположено в пределах Тирской, Соснинской и Марковско-Ичерской зон складок, которые различаются по морфологическим особенностям складчатых структур и степени их дислоцированности.

Тирская зона куполовидных структур расположена на северо-западе площади. Для нее характерна невысокая дислоцированность пород. Структуры расположены изолированно, имеют изометричную форму, куполовидное строение и незначительную амплитуду. В пределах района работ в Тирской зоне выделена Дулисьмино-Гульмокская синклиналь.

Соснинская зона дислокаций протягивается в виде полосы северо-восточного простирания, ширина которой достигает 20-25 км. Осадочные отложения здесь интенсивно дислоцированы, развиты резко выраженные антиклинальные складки, морфологически сходные со складками Непского типа. Характерны крутые крылья складок (до 40-50°) и широкое развитие разрывных нарушений.

В пределах исследуемой площади в Соснинской зоне выделяется Кутулее-Мулисьминское валообразное поднятие. Простирание структуры северо-восточное, протяжённость более 80 км, ширина 12-15 км. Поднятие имеет сложное строение и состоит из четырёх брахиантиклиналей, разделённых сравнительно неглубокими седловинами. Амплитуда поднятия 460-480 м. Структура асимметрична с падением пластов на северо-западном крыле до 30-35°, а юго-

восточном – 18-25°. Крылья структуры осложнены разрывными нарушениями сбросового типа.

В восточной части площади расположена Марковско-Ичерская зона валообразных структур. Структуры этой зоны имеют северо-восточное простирание и представлены брахиантиклиналями, куполами, реже сундучными складками различной амплитуды. В пределах площади расположены: Гульмокская антиклиналь (размеры 20x7 км, амплитуда 120 м), Поймыгинско-Широкинское валообразное поднятие (размеры 32x10 км, амплитуда до 280 м) и, разделяющая их, Суриндинско-Рассохинская синклиналь (протяжённость 75 км, ширина 6-7 км). В сводах антиклиналей вскрываются отложения устькутской свиты, ядро синклинали сложено породами чертовской и макаровской свит среднего и верхнего ордовика.

В районе работ изверженные горные породы на поверхности не встречены. Глубокими скважинами на площади работ в надосинской части разреза вскрыты пластовые интрузии сибирских траппов толщиной от 70 м (скважина № 22) до 132 м (скважина №69), представленные долеритами различного состава.

1.4 Геологическое строение продуктивных пластов

В тектоническом отношении, месторождение приурочено к южному склону Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы. Структурный план поверхности фундамента характеризуется моноклиральным погружением с градиентом порядка 3-3,5 м/км. Осложнен, преимущественно, слабовыраженными малоамплитудными структурными формами типа флексур, структурных носов, поднятий и прогибов.

Фундамент разбит на блоки системой разломов, в основном, северо-западного и северо-восточного простирания.

2 Литературный обзор

2.1 Месторождения-аналоги

Разработка месторождений с тонкой нефтяной оторочкой часто рассматривается пограничной с точки зрения экономики. Цель литературного обзора – найти месторождения-аналоги и рассмотреть решения, принятые на них. Лучшие из них могут найти применения в проекте.

Целью проекта является подбор скважин-кандидатов под закачку воды. Таким образом, оценить эффективность закачки воды в пласт было главной задачей проекта. Однако были рассмотрены и другие практики, отличные от заводнения.

Ключевым критерием поиска месторождений-аналогов было то, чтобы месторождение имело небольшую нефтяную оторочку и газовую шапку. Месторождения, находящиеся на материке, имеют преимущество, так как для большинства морских месторождений разработка тонких нефтяных оторочек не выгодна с точки зрения экономики (высока стоимость платформ, бурения, операционных затрат и так далее). Важный критерий – вязкость нефти. Так как месторождение характеризуется маловязкой легкой нефтью, то и аналоги со сходными свойствами флюида должны быть рассмотрены. Иначе, в случае более высоковязких и тяжелых типов нефти, закачка кислорода для внутрислоевого горения, закачка углекислого газа становятся обоснованными.

Также имеют приоритет месторождения с поровой проницаемостью и отсутствующим, либо слабым водоносным горизонтом.

Месторождение характеризуется значительной неоднородностью проницаемости, однако средняя проницаемость от небольшой до средней. Геометрия резервуара не была применена в качестве жёсткого фильтра, так как

далее небольшая часть месторождения будет рассмотрена для заводнения, что почти соответствует стандартной ячейке заводнения.

Опыт месторождений-аналогов представлен на Рисунке 2.1., а также в Таблице 2.1.

Применимость вторичных и третичных мер по поддержанию пластового давления должна быть оценена с технической и экономической точек зрения.

Закачка газа в пласт является распространённым методом поддержания пластового давления и утилизации газа. Перераспределение давления происходит эффективно даже в разнородном низко проницаемом коллекторе, при этом используется небольшое количество нагнетательных скважин по сравнению с заводнением.

Положительный пример использования закачки газа рассмотрен в примере [1]. Закачка газа в газовую шапку позволила увеличить извлечение нефти на 7% по сравнению с закачкой воды. Используется 5 нагнетательных скважин вместо 21 в случае заводнения. Однако существуют и негативные последствия. Это и высокая цена компрессоров, инфраструктуры, что критично для столь небольшого месторождения с чуть более чем десятком добывающих скважин. Также велик риск чрезмерной добычи газа из-за его прорывов, снижения уровня газонефтяного контакта.

Закачка газа в саму нефтяную оторочку рассмотрена в [2]. Газ закачивается в водонефтяной контакт для того, чтобы сдерживать прорывы воды из активного аквифера. Однако, на рассматриваемом в проекте месторождении не обнаружено какого-либо водоносного горизонта, а обводненность продукции равна нулю. Поэтому применимость данного метода спорна, более того, закачка газа ведет к блокировке пор и значительному падению эффективной проницаемости по нефти.

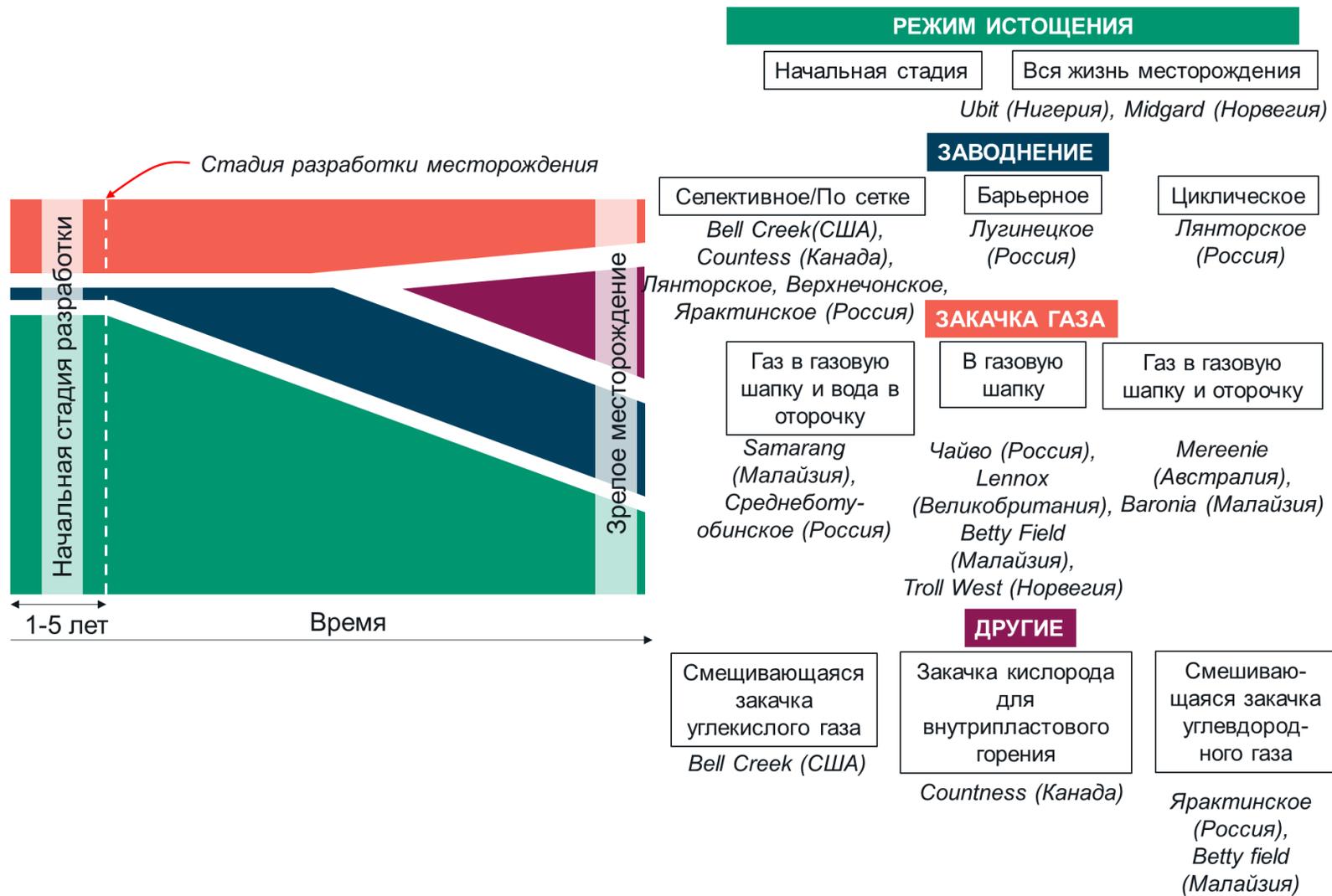


Рисунок 2.1 – Опыт месторождений-аналогов

Таблица 2.1 – Краткая характеристика месторождений-аналогов

Название	Год открытия	Толщина нефтяной оторочки, м	Мощность газовой шапки, м	Относительная плотность в стандартных условиях	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Система	Обстановка осадконакопления	Литология	Пористость, %	Проницаемость, мД	Начальные геологические запасы нефти, млн т	Начальные геологические запасы газа, млрд м3	Режим разработки (главный)	Режим разработки (вторичный)	Вторичные методы извлечения	Третичные методы извлечения
Рассматриваемое месторождение	2007	2-10	0-6	0.831	0.3	Докембрий	Речная / Временные водотоки	Песчаник	11	34	24.0	29.9	Газовой шапки / Растворенного газа			
Baronia, Малайзия	1967	32	104	0.825	0.2	Неоген	Дельта волнового влияния	Песчаник	20	185	34.6		Газовой шапки / Растворенного газа	Слабый аквифер	Газ в газовую шапку и водонефтяной контакт	
Bell creek, США	1967	101	57	0.863	2.8	Мел	Барьер / лагуна	Песчаник	28.5	2250	33.3		Растворенного газа	Слабый аквифер	Заводнение	Смешиваю-щееся вытеснение углекислым газом / полимерное заводнение
Countess, Канада	1989	12	8	0.887	6.0	Мел	Эстуарий	Песчаник	26	2500	2.4		Растворенного газа		Заводнение	Закачка кислорода для внутрислового горения
Crystal, Канада	1978	32	50	0.830	2.3	Мел	Эстуарий	Песчаник	10.5	200	13.6		Растворенного газа	Слабый аквифер	Заводнение	
Leploh, Великобритания	1992	45	238	0.802	0.5	Триас	Эоловая / речная	Песчаник	14	400	27.8	13.1	Растворенного газа		Закачка газа	
Лугинецкое, Россия	1982	20	88	0.830	0.3	Юрская	Дельта речного влияния	Песчаник	17	20	91.8	68.0	Газовой шапки / Растворенного газа	Слабый аквифер	Заводнение, барьерное заводнение	
Лянторское, Россия	1966	16	33	0.898	4.3	Мел	Пляжевое побережье	Песчаник	24.7	689	802.9		Газовой шапки / Аквифер		Заводнение	Циклическое заводнение
Mereenie, Австралия	1964	110	284	0.784	0.4	Кембрий - Ордовик	Пляжевое побережье	Песчаник	8	10	45.7	22.2	Растворенного газа	Газовой шапки	Закачка газа в газовую шапку и оторочку	
Midgard, Норвегия	1981	12	215	0.806	0.0	Юрская	Пляжевое побережье	Песчаник	27.5	5625	6.4	150.6	Газовой шапки	Аквифер		
Новопортовское, Россия	1964	72	93	0.845	1.0	Юрская	Меандрирующая речная	Песчаник	18	20			Газовой шапки / Растворенного газа	Слабый аквифер		
Ubit, Нигерия	1968	50	173	0.840	0.6	Неоген	Пляжевое побережье / Дельта речного влияния	Песчаник	27	2500	285.6		Gas cap expansion	Gravity drainage/weak aquifer		

Пилотный проект по смешивающемуся вытеснению нефти углеводородным газом предпринят на Ярактинском месторождении [3]. Результаты водогазового воздействия (ВГВ) на данный момент изучаются. После лабораторных экспериментов стало известно, что при концентрации агента C3+ выше 20.5% обеспечивается смесимость смеси и существенное повышение коэффициента вытеснения до 80%. Однако стоит упомянуть, что закачка газа требует значительных денежных вливаний в инфраструктуру, а случае ВГВ требуется и оборудования для закачки воды в пласт, что является довольно спорным для столь небольшого и удаленного актива, как рассматриваемое месторождение.

ВГВ с помощью CO₂ и смешивающееся вытеснение требуют значительных исследований вопросов коррозии, также необходим источник углекислого газа и соответствующая инфраструктура. В рамках данного проекта такое исследования провести не представляется возможным.

В это время заводнение применяется на тысячах проектов включая месторождение-аналог Ярактинское. Возможные проблемы будут рассмотрены в следующей секции. В проекте будет рассмотрен как перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, так и бурение новых нагнетательных скважин.

Существуют разновидности упомянутых выше методов извлечения нефти. Это барьерное заводнение [4], снижающее явления появления газовых конусов. Также в ряде источников встречается успешное применение закачки нефти снизу по восстанию пласта и газа сверху вдоль по падению пласта. Однако вследствие небольшой мощности пласта рассматриваемого месторождения, отсутствия аквифера, применении закачки воды лишь в нижние дыры перфораций приведет лишь к низкой приемистости нагнетательных скважин.

Подводя итог, в работе имеет смысл рассмотреть заводнение, а также закачку газа в газовую шапку, барьерное заводнение.

2.2 Заводнение в истощенных резервуарах

Анализ результатов заводнения произведен в множестве ресурсов. Например, в [6] были рассмотрены 17 проектов. 7 проектов показали эффективность ниже запланированной. Обычно, проблемы связаны с чрезмерно быстрым кинжальным обводнением из-за высокопроницаемых пропластков, плохим качеством закачиваемой воды (что ведет к коррозии, отложению солей, набуханию глин). В случае чрезмерных дебитов закачки, часть воды может проникать в газовую шапку. В [7] было рассмотрено 74 проекта по заводнению. Лишь 9.5% проектов окончились неудачно. Среди причин проблем: чрезмерная активность водоносного горизонта, кинжальное заводнение, чрезмерная газонасыщенность из-за истощения резервуара. Из-за сверхсжимаемости газа часть энергия при заводнении может быть израсходована на сжатие газа. В результате, восстановление давления в резервуаре будет крайне незначительным. В [8] выделены схожие проблемы кроме газонасыщенности. Важнейшими параметрами при заводнении признаны связанность резервуара по латерали, вертикали, распределение проницаемости. Связанность по латерали определялась наблюдениями пластового давления, гидропрослушиваниями, консультациями с геологами. Адаптации гидродинамической модели (ГДМ) на данные добычи (историю).

Проблема высокой газонасыщенности, предшествующей заводнению в истощенных резервуарах, интересовала множество авторов. Например, в [9] гетерогенный низкопроницаемый резервуар с высокой газонасыщенностью (18%) был предложен для заводнения. Несмотря на недостижимость полного растворения газа в оторочке, заводнение было признано успешным. Частично газ растворился, а дебиты жидкости выросли. Однако отмечается, что успех заводнения зависит и от фазовых проницаемостей, и от сжимаемостей флюидов, и

от насыщенности резервуара флюидами. Похожая ситуация описана в [10]. Месторождение Карри Юнит – месторождение с легкой нефтью, высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами и очень высокой степенью газонасыщенности (24%). Двойная компенсация добычи закачкой позволила добиться растворения газа в нефтяной оторочке.

Положительное влияние свободного газа перед заведением отмечено в [11]. Газ занимает крупные поры, увеличивая таким образом вытеснение из них нефти. Однако в таком случае довольно трудно оценить эффект растворения газа в нефти. Также этот эффект может быть снижен падением фазовых проницаемостей по нефти. Падение давления, когда-то приведшее к выделению газа, теперь ведет к снижению продуктивности скважин, возможным явлениям конусообразования.

Несмотря на присутствие газа, выделившегося при падении давления в резервуаре ниже давления насыщения, какое-то количество газа могло мигрировать в газовую шапку. Этот вопрос были изучен, например, при исследовании снижения давления в месторождении Brent [12]. Согласно предыдущим представлениям, газ был неподвижен до достижения насыщения 15%. После лабораторных исследований стало ясно, что эта цифра варьирует между 3 и 21%, причем среднее значение – 15%. Учитывая, что наш резервуар имеет более скромные значения проницаемости, а также то, что газонасыщенность в центральной части месторождения равна 13% (расчеты будут представлены далее), то миграция газа не представляет из себя ключевой феномен.

В [13] рассматривается месторождение с тонкой нефтяной оторочкой, газовой шапкой и активным водоносным горизонтом. Давление в резервуаре снизилось с практически в два раза. Заводнение было спрогнозировано как успешное, давая 5% дополнительного извлечения нефти по сравнению с истощением. Также в статье упоминалось, что эффект времени старта заводнения также важен: чем раньше инициировано заводнение, тем выше его эффект. Также

рассмотрен вопрос подбора скважин под нагнетание. Для подбора оптимального их расположения предлагается создание трех отдельных карт: подвижная нефтенасыщенность – мощность (ПНМ), подвижные запасы – индекс продуктивности (ПЗИП), нормализованное снижение давления (НСД). ПНМ – это произведение мобильной нефтенасыщенности на эффективную мощность и пористость. ПЗИП – произведение ПНМ, эффективной проницаемости и обратного значения вязкости. НСД отражает относительное изменение пластового давления относительно начального. Новые добывающие скважины должны располагаться в зонах с высоким ПНМ, ПЗИП, низким НСД. В случае нагнетательных скважин все три параметра должны быть высокими.

В [13] предлагается похожий метод кроме того, что снижение давления не нормализовано, одна карта с комплексным параметром создается. В [14] предлагается создание единой карты комплексного параметра, зависящего от подвижной нефтенасыщенности, эффективной мощности, пористости, проницаемости, однако игнорируется какое-либо значение пластового давления. Оба метода имеют в себе недостаток, что не предназначены для расстановки нагнетательных скважин.

Карты, созданные по методике, описанной в [13], полезны для определения позиций для нагнетательных и добывающих скважин, однако имеют недостатки. Связанность резервуара должны быть доказана. В случае закачки газа параметр ПЗИП может быть не так важен. ГДМ должна быть релевантной при составлении карт на основе нее. Поведение фронта заводнения из-за гетерогенности резервуара, экономические параметры невозможно предсказать по подобным картам. Таким образом, они могут быть полезны в качестве инструмента экспресс-оценки, в то время как для более глубокого анализа необходимы полномасштабные расчеты с помощью ГДМ.

На соседнем более крупном месторождении-аналоге поиск скважин-кандидатов для заводнения производится следующим образом [15]. Для начала рассматриваются элементы сетки, создается рейтинг продуктивности элементов. Затем в каждом элементе сетки добычи рассматриваются продуктивности скважин по-отдельности. Переводу в нагнетательный фонд подлежат скважины с небольшим дебитом, но входящие в высокопродуктивные элементы сетки. Этот подход имеет преимущества: «жертвуется» наименее продуктивная скважина с точки зрения добычи; с наиболее продуктивных участков месторождения получается наибольший эффект при поддержании пластового давления. Также в работе рассмотрен интересный феномен, связанный с расселением закачиваемой воды. При растворении солей, находящихся в поровом пространстве коллектора, вязкость пластовой воды повышается с 0.9 сантипуаз до 2 сантипуаз, что делает вытеснение довольно благоприятным. Несмотря на то, что на месторождении, рассматриваемом в проекте, явление рассоления не является критичным вопросом, однако наличие небольшого количества солей в порах может вызвать это явление и здесь. До сих пор не было произведено лабораторных исследований на эту тему для данного актива. В работе будет рассмотрено влияние этого процесса на заводнение.

В [16] утверждается, что предельной минимальной толщиной оторочки, позволяющей вести безубыточную добычу, является толщина 10 метров. Подчеркивается необходимость применения «умных» заканчиваний для минимизации явления газового конусообразования.

В [17] на примере Верхнечонского месторождения рассматривается зависимость связанности газовой шапки и оторочки от протяженности глинистых пропластков. Если эти пропластки не связаны, то наблюдается меньшая степень падения пластового давления, а также увеличение газового фактора. Скважины с высоким газовым фактором могут быть рассмотрены в качестве кандидатов под

поддержание пластового давления (ППД). Финальное решение производится на основе расчетов ГДМ.

То, как делаются выводы об архитектуре резервуара, показано в работе [18]. Формация Статфьорд состоит из пачек 1, 2, 3. Пачки 2 и 3 представлены речными отложениями и отложениями дельт речного влияния. Существовали сомнения по поводу связанности песчаных тел друг с другом. Комбинация знаний об обстановке осадконакопления, отклике резервуара на добычу (снижение давления с течением времени в разных частях резервуара) дает возможность сделать вывод о геометрии песчаных тел, и затем делать прогноз в будущее. Был сделан вывод о том, что отложения всех трех пачек хорошо связаны друг с другом. В пачку 1 было решено производить закачку газа со смешением, в пласты 2 и 3 предлагается заводнять. Подобный анализ будет проведен и в данной работе.

В ходе закачки воды в пласт в пласте образуется трёхфазное течение. Существующие кривые фазовых проницаемостей не учитывают этого. Могут быть полезными лабораторные эксперименты для того, чтобы показать, насколько критичным окажется влияние данных фазовых проницаемостей на прогноз дебитов. Есть и эмпирические зависимости для трехфазного течения. Эти кривые могут быть приняты в качестве базы при адаптации ГДМ, например, корреляции Стоуна I и II [19].

Подводя итог, при заводнении необходимо учитывать начальную газонасыщенность резервуара, а также рассчитать параметры для его растворения при заводнении. Также геометрия резервуара, связанность по вертикали, горизонтали, распределение проницаемостей должны быть учтены. Пилотные проекты по заводнению могут оказаться весьма полезными для того, чтобы понять, насколько эффективно производится поддержка пластового давления, а также осознать того, насколько ярко проявляются явления трехфазного течения.

точность интерпретации подтвердило и не совсем удачное бурение скважин 211 и 209. Немного другие результаты получены с помощью интерпретации этой же сейсмической съемки с помощью атрибутивного анализа (Рисунок 3.4.).

Таким образом, неопределенности существуют и на уровне сейсмики. Какие части резервуара являются связанными между собой, а какие нет? История отклика резервуара на разработку может дать ответ на этот вопрос.

3.3 Анализ падения пластового давления

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проводятся на каждой скважине примерно раз в 3-6 месяцев (Рисунок 3.5.), а в последние 2 года чаще. На основе наблюдения за пластовым давлением в различных частях резервуара можно сделать вывод о том, что существует несколько зон дренирования. Эти зоны могут быть разделены участками с малой проницаемостью либо зонами неколлектора.

Выделены следующие зоны (Рисунок 3.6.):

- Северная зона - Northern zone (зона вокруг скважины 43);
- Южная зона - Southern zone (1, 82);
- Восточная зона - Eastern zone (202);
- Центральная зона Central zone (83, 205, 207, 208);
- Зоны изолированные, либо разделенные низкопроницаемыми участками (206, 209, 210, 211).

Снижение давление вокруг скважины 43 началось сразу же после начала добычи. Однако в начале добычи в южной и восточной частях пластовое давление там было в районе 250 бар и снижалось с иной скоростью, чем давление в районе скважины 43. Начальное давление вокруг скважины 202 в 2013 году было 240 бар, в то время как в районе скважины 43 пластовое давление равнялось 120 бар. К

сожалению, нет данных о начальном пластовом давлении в южной зоне, но можно предположить, что и там пластовое давление было довольно высоким.

Начальные пластовые давления вокруг скважин 83, 205, 207, 208 также было близко к значению 250 бар (к начальному), в то время как давление в соседних регионах (eastern, southern zones) было значительно ниже (100-150 бар). Пластовое давление в районе скважин, принадлежащих к центральной зоне (central zone), падает с одинаковой скоростью вокруг всех скважин скоростью 30 бар в год.

В зоне вокруг скважины 206 начальное пластовое давление было несколько выше, чем в прилегающей с юга центральной зоне (190-200 бар). В то же время, темп падения пластового давления в зоне вокруг скважины 206 близок к темпу падения пластового давления в центральной зоне. Это может быть объяснено как таким совпадением дебитов и запасов, что темпы падения пластового давления в этих зонах близки, так и тем, что центральная зона и зона скважины 206 гидродинамически связаны. Этот вопрос будет проверен далее в результате расчетов материального баланса.

Давление вокруг скважин 209, 210, 211 в начале добычи из них также было близко к начальному пластовому 250 бар. Учитывая седиментологический концепт, можно предположить, что эти скважины были пробурены в изолированные линзы. Существуют некоторые сомнения по поводу связанности зон вокруг скважин 210 и 206, так как они расположены близ друг от друга и на пути одного палеопотока.

Другие попытки определить степень связанности резервуара будут предприняты далее.

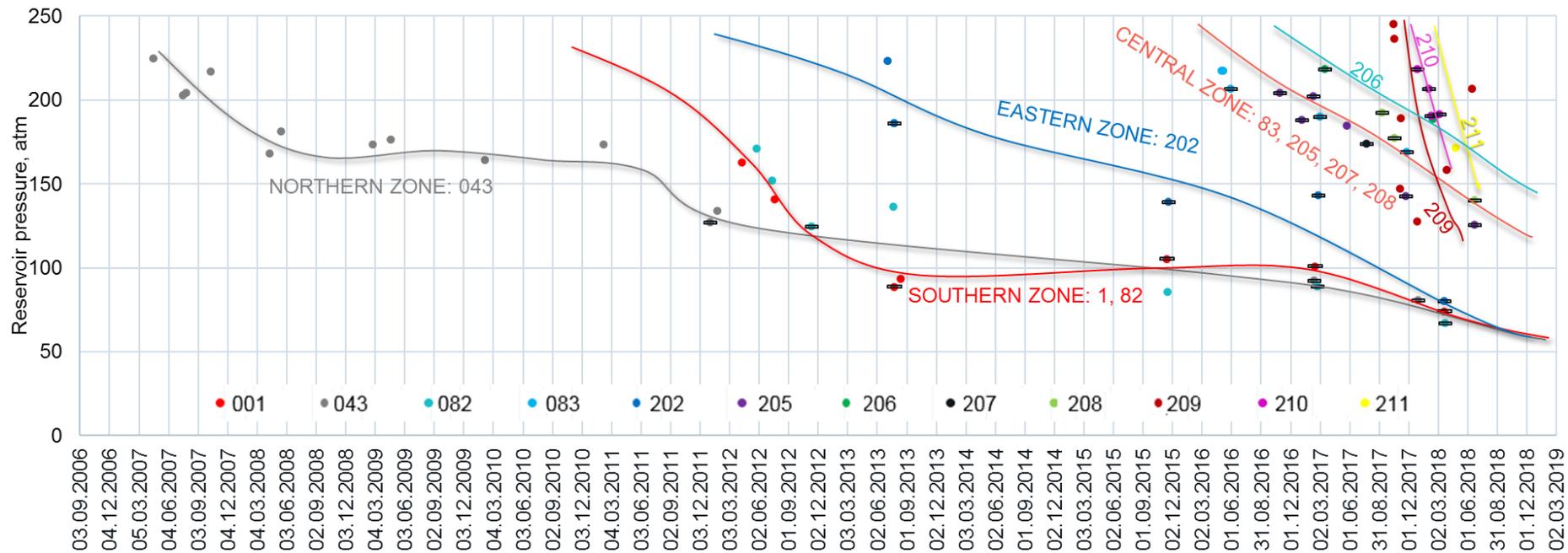


Рисунок 3.5 – График снижения пластового давления резервуара в различных его частях.

Штрихи означают уверенные исследования на определение пластового давления

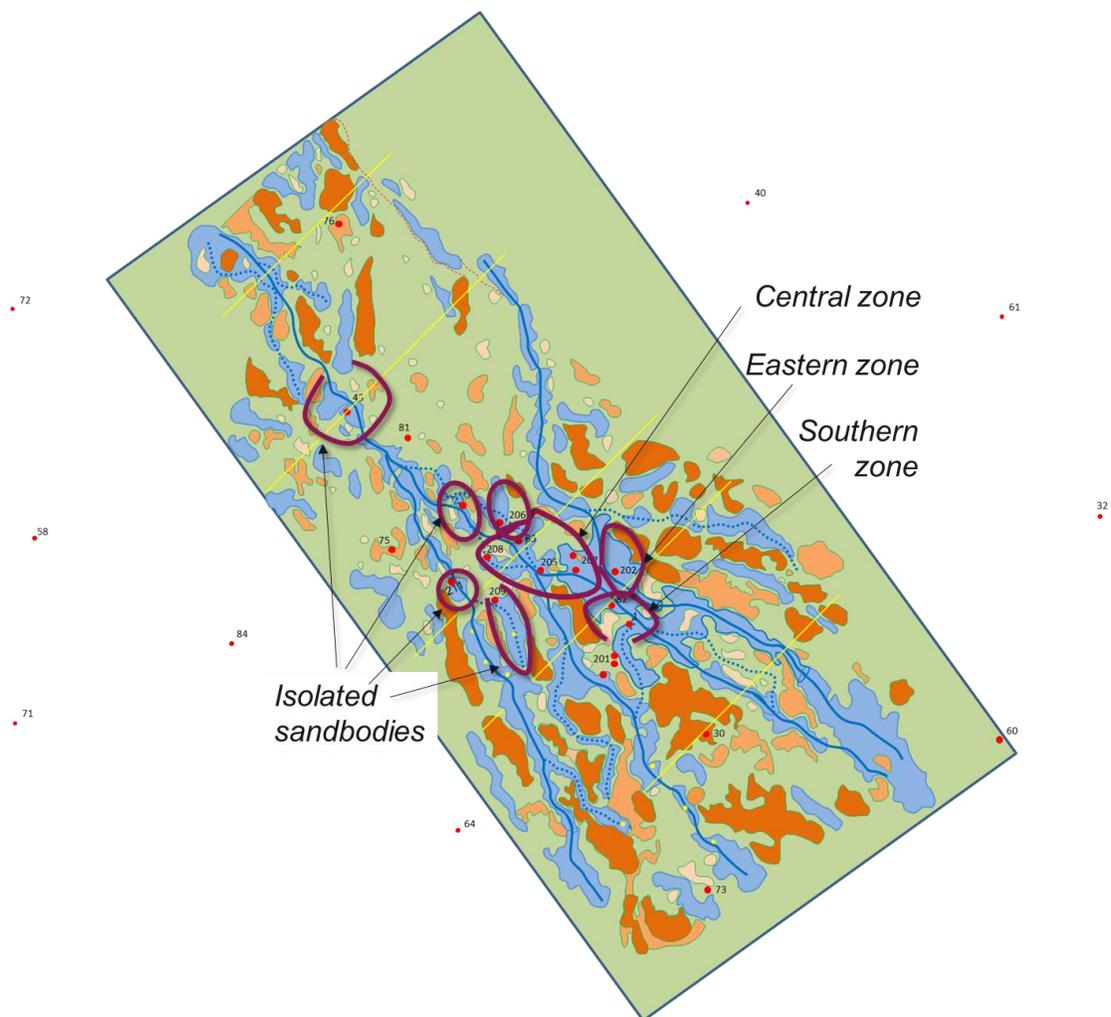


Рисунок 3.6 – Выделенные зоны внутри резервуара

3.4 Исследования ГДИС для определения геометрии резервуара

Кривые восстановления давления (КВД) были проинтерпретированы для нахождения возможных границ. В ходе интерпретации существуют определенные трудности. Состав флюида в потоке в пласте является крайне неопределенным. Тяжело идентифицировать, каков истинный дебит газа в пласте и каков источник притока газа – газовая шапка или растворенный газ. Из-за редких точных замеров

дебитов история добыча нефти и газа. Ошибаясь в типе притока, совершается ошибка в определении проницаемости, а значит и расстоянии до границы дренирования. Влияние газа в притоке может вести к переоценке в проницаемости, явлениям gas humping, неверной оценке границ.

Для того, чтобы избежать ошибок, предпочтение в определении свойств резервуара было отдано более ранним исследованиям, где количество газа на притоке ограничено. Кроме того, если существовали подозрения на влияние границ, они должны были быть подтверждены следующими исследованиями.

Симулируемые кривые для определенных параметров пласта (проницаемость, тип и дистанция до разлома) были использованы для того, чтобы аппроксимировать реальные производные давления и оценить требуемые параметры. В приложении А представлены результаты данной работы. Исследования интерпретированы с помощью программного комплекса Sapphire®. В результате интерпретации границ была составлена карта границ (Рисунок 3.7.).

В целом, вокруг большинства скважин обнаружены границы в виде параллельных разломов, что говорит о канальной форме дренируемых тел. Длительность исследований в скважинах 210 и 211 была недостаточной для того, чтобы почувствовать влияние границ, если они существовали. В пределах 200-300 метров не бол обнаружено границ и вокруг скважин 207 и 206. Вокруг скважин 205 и 82 также существуют зоны, свободные от границ, как минимум в зонах с радиусом 1500 и 500 метров соответственно.

Интерпретации ГДИС дают понимание геометрии резервуара. Геологические представления о линзовидной форме резервуара были подтверждены. Также, несмотря на множество неопределенностей, получены некоторые представления о расстоянии до границ дренирования. К сожалению, ГДИС не дают представления о том, какова ориентация этих границ в пространстве. Также нет информации и размере (объеме) изолированных тел, так

как нет свидетельств истощения резервуара. Только комбинация геологических представлений и результатов интерпретации ГДИС может дать понятие о геометрии резервуара в целом.

Очевидно, что если канальная форма резервуара подтверждена в таких удаленных скважинах, как 209, 211, а также южной, северной, восточной зонах, то вероятность того, что они изолированы, велика. Степень гетерогенности резервуара велика и в центральной зоне.

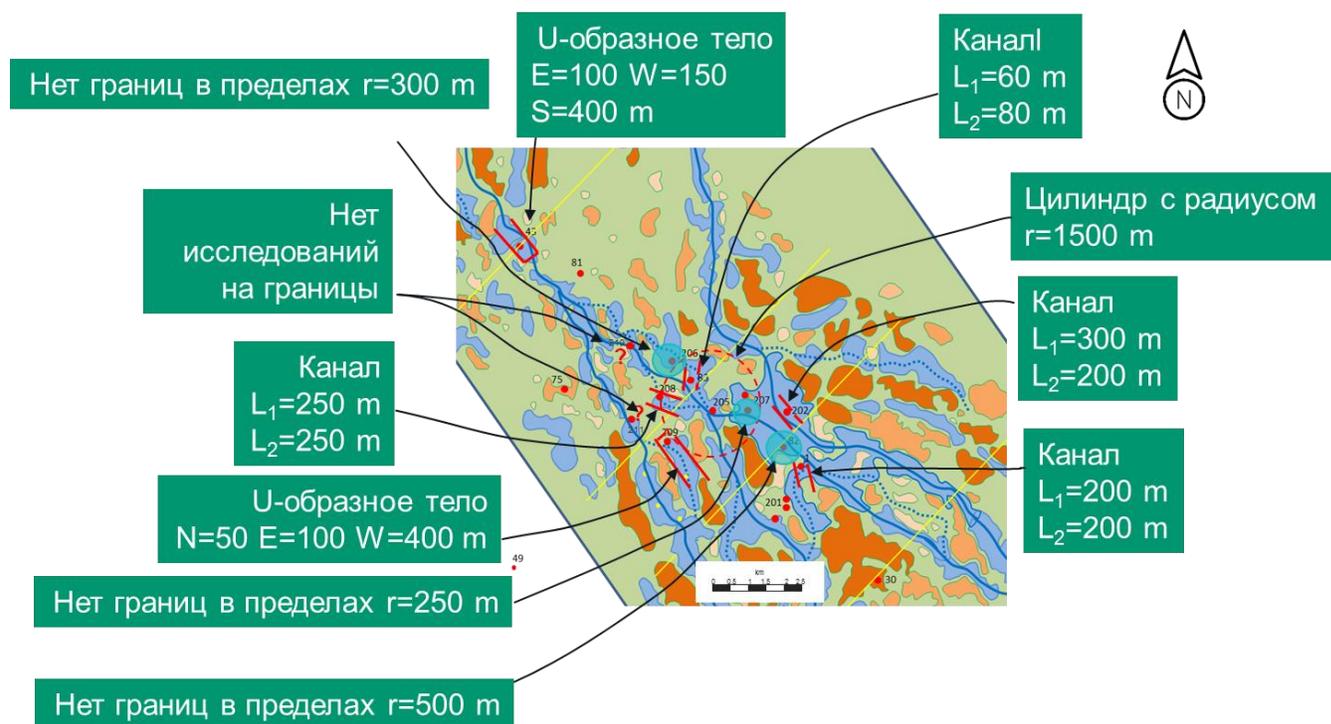


Рисунок 3.7 – Результаты интерпретации ГДИС для определения границ внутри резервуара

3.5 Существование водоносного горизонта

Существование водоносного горизонта не было подтверждено на месторождении в результате ни поисково-разведочного, ни эксплуатационного

Материальный баланс применяется следующим образом: начальные запасы нефти и газа предполагаются, учитываются дебиты газа и нефти. Вычисляется соответствующее давление в пласте, которое отвечает установленным запасам и добыче. Затем вычисленное давление сравнивается с реальными замерами пластового давления. В случае удовлетворительной сходимости, запасы принимались как «подтвержденные».

Уравнение материального баланса учитывает влияние газовой шапки, растворенного газа, сжимаемостей газа, нефти, а также добычу газа и нефти. Влияние водоносного горизонта пренебрежимо мало (раздел 3.5). Пластовое давление влияет на значения объемных коэффициентов газа и нефти, растворимость газа в нефти, сжимаемости газа, нефти.

Уровень сходимости давлений по замерам и по расчетам зависит от значений запасов STOIP и GIP (нефти и газа соответственно). Больше соотношение m между STOIP и GIP (больше газовая шапка) – меньше запасов нефти требуется для достижения сходимости давления. К сожалению, график составленный по теории Д. Хавлена и А. Оде не дает прямого ответа на вопрос о значениях m и STOIP. Это связано с малым количеством замеров пластового давления и их неточностью (особенно в центральной зоне, где количество замеров мало). Поэтому был произведён анализ чувствительности между m и STOIP.

По причине неточности замеров пластового давления оно может быть аппроксимировано различным образом. Оптимистичный, пессимистичный, базовый сценарий рассмотрены. Оптимистичный сценарий соответствует верхним значениям разброса давления и, следовательно, большим запасам, и наоборот для пессимистичного сценария.

ГДМ, предложенная для исследования, может быть не до конца верной, и поэтому было решено проверить ее параметры, в частности, запасы, с помощью материального баланса. При сравнении модели и материального баланса было бы

неверно взять определенное число запасов в определенном регионе, так как заранее неизвестен радиус дренирования этих зон. Опять же, произведен анализ чувствительности от размеров зон дренирования.

Подводя итог, был произведен анализ чувствительности для двух параметров: для соотношения запасов нефти и отношения запасов газа к нефти, а также для размеров зоны дренирования. Также произведена аппроксимация пластового давления тремя различными способами. Сравнивая запасы по модели, материальному балансу, учитывая результаты интерпретации ГДИС и геологические представления о резервуаре, возможна взвешенная оценка запасов и радиуса дренирования.

После этого может быть оценен вклад каждого режима разработки в добычу.

Независимо были исследованы восточная зона (202), северная (43), южная (1, 82), центральная (83, 205, 207, 208), линзы вокруг скважин 206, 210.

В приложении А отражены результаты исследований методом материального баланса. В каждой из зон были найдены соответствующие запасы.

Дренируемые запасы в южной зоне (скважины 1, 82) составляют 0.400 миллионов м³ нефти. Обобщая результаты ГДИС и материального баланса были найдены размеры линзы: 400 м x 1.5 км.

Дренируемые запасы в северной зоне (скважина 43) составляют 0.300 миллионов м³ нефти. Обобщая результаты ГДИС и материального баланса радиус линзы составляет 0.300 миллионов м³ нефти.

Дренируемые запасы в восточной зоне (скважина 202) составляют 0.300 миллионов м³ нефти. Обобщая результаты ГДИС и материального баланса были найдены размеры линзы: 500 м x 1.5 км.

Дренируемые запасы вокруг скважины 210 составляют 0.150 миллионов м³ нефти, коэффициент извлечения нефти 4.5%. Зона вокруг скважины 210

представляется изолированной. Однако из-за того, что период добычи чрезвычайно мало (менее 5 месяцев), а перераспределения давления в резервуаре не мгновенны из-за небольшой проницаемости вокруг скважины, то остаются некоторые вопросы от реальной взаимосвязи зон вокруг скважин 210 и 206.

Дренируемые запасы в центральной зоне (скважины 83, 205, 207, 208) составляют 2.000 миллионов м³ нефти, текущий КИН – 5.7%

Дренируемые запасы вокруг скважины 206 составляют 2.000 миллионов м³ нефти, что сильно расходится с запасами по ГДМ даже с предположением о наличии массивной газовой шапки в зоне. Большая степень несоответствия объясняется тем, что скважина 206 вероятнее всего дренирует запасы соседней центральной зоны. Действительно, после проведения совместных расчетов для центральной зон и скважины 206, было найдено разумное совместное количество дренируемых запасов нефти: 2.5 миллионов м³. Соотношения запасов газа к нефти равно 0.37. КИН - 6.3%.

Материальный баланс был использован в качестве косвенного метода для оценки запасов и размеров зон дренирования. Вкупе с представлениями геологов, с исследованиями ГДИС, наблюдениями пластового давления, этот метод помог установить геометрию резервуара. Были подтверждены северная (northern), южная (southern), восточная (eastern) зоны (Рисунок 3.8.). Установлено, что скважина 206 относится к центральной зоне резервуара.

Остаются сомнения по поводу связанности зоны скважины 210 и зоны скважины 206. Этот факт будет учтен в ходе исследований на ГДМ.

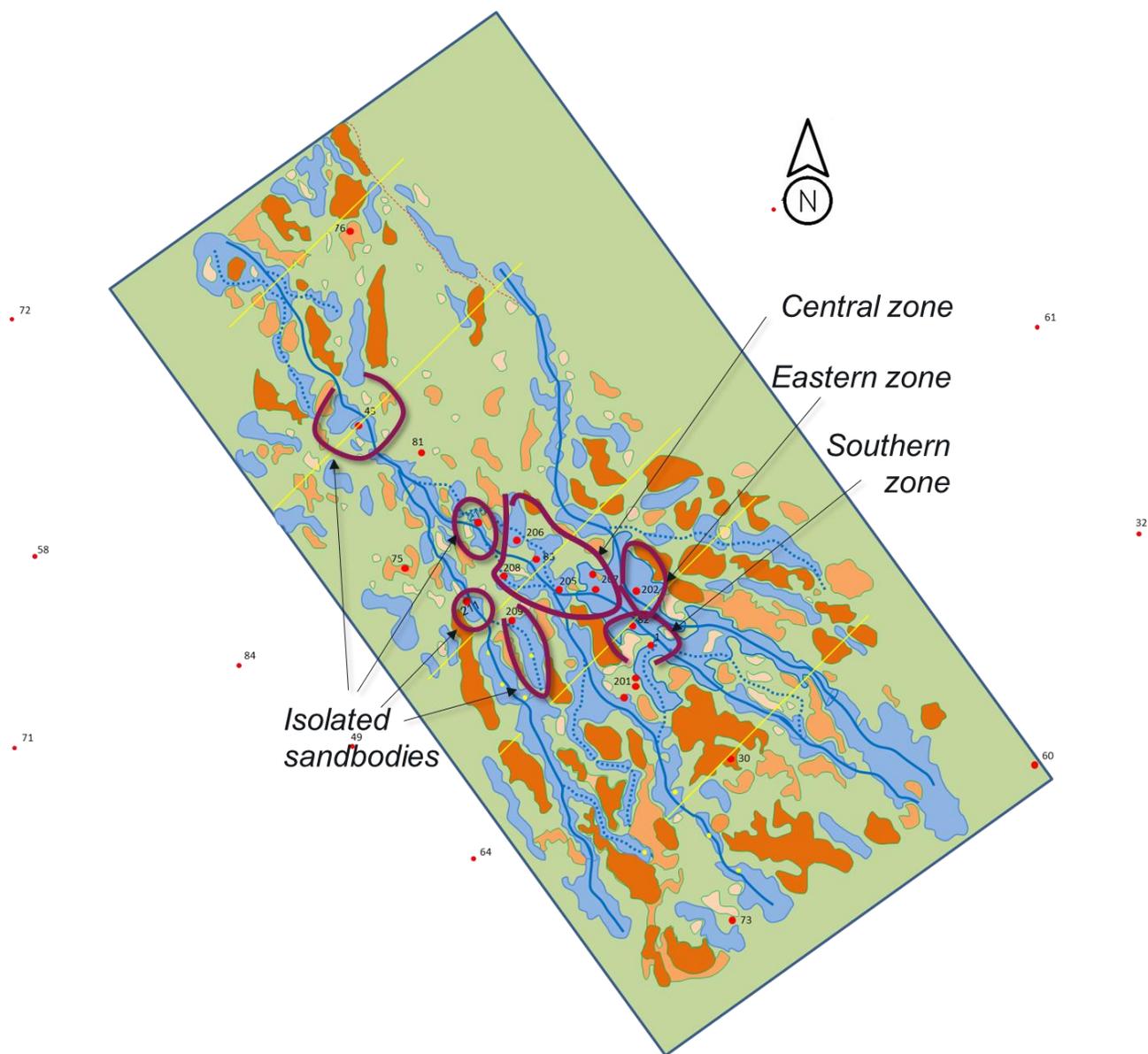


Рисунок 3.8 – Результаты исследований резервуара методом материального баланса

3.7 Изменения газового фактора при изменениях в добыче

Промысловые замеры газового фактора с течением времени дают косвенные признаки о взаимосвязи частей резервуара.

4 Оптимизация разработки

Одним из направлений оптимизации разработки было признана организация заведения на месторождении. Так как резервуар является довольно истощенным, то возникает вопрос о критическом газонасыщении, которое может препятствовать эффективному заводнению. В следующем разделе этот вопрос будет рассмотрен несколько подробнее.

4.1 Заводнение истощенного резервуара

4.1.1 Центральная зона

Рассмотрим вопрос на примере центральной зоны резервуара. Давление в ней снизилось не так значительной, как в северной и южной зонах, до 120 атмосфер.

Произведём расчет эффективности возможного заведения на основе источника [21].

Если газонасыщенность в резервуаре слишком велика, то при заводнении из-за сверхсжимаемости газа часть энергии при заводнении может быть израсходована на сжатие газа. В результате, восстановление давления в резервуаре будет крайне незначительным.

Нефтенасыщенность в нефтяной оторочке при текущем пластовом давлении:

$$S_o = (1 - N_p/N) \cdot B_o / B_{oi} (1 - S_{wi}), \quad (4.1)$$

$$S_o = (1 - 157\,577 / 2\,500\,000) \cdot 1.240 / 1.385 (1 - 0.22) = 0.65 - 65\%.$$

Таблица 4.1 – Исходные данные расчета эффективности заводнения истощенного резервуара

Исходные данные	
СТОИР = 2.500 миллионов м ³ – начальные геологические запасы нефти	$V_{oi} = 1.385 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - начальный объемный коэффициент нефти
$p_{b,p} = p_i = 247$ атм – начальное пластовое давление и давление насыщения	$V_{gi} = 0.0038 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - начальный объемный коэффициент газа
$p_{res} = 130$ атм – текущее пластовое давление	$V_o = 1.240 \text{ м}^3/\text{м}^3$ объемный коэффициент нефти при давлении 130 atm
$m=0.85$ – отношение объемов запасов в газовой шапке к запасам нефти в нефтяной оторочке в пластовых условиях	$V_g = 0.0066 \text{ м}^3/\text{м}^3$ объемный коэффициент газа при давлении 130 атмосфер
$S_{wi} = S_{wc} = 22\%$ - начальная и связанная водонасыщенность	$\emptyset = 0.11$ - средняя пористость
$S_{gc} = 10\%$ - остаточная газонасыщенность	$h=7$ m - эффективная нефтенасыщенная толщина

Поэтому газонасыщенность составляет:

$$S_g = 100 - 22 - 65 = 13\%. \quad (4.2)$$

Поровый объем занимает объем:

$$PV = \text{СТОИР} \cdot V_{oi} / (1 - S_{wi}), \quad (4.3)$$

$$PV = 2.500 \cdot 1.385 / (1 - 0.22) = 4.44 \text{ млн м}^3.$$

Дренируемая площадь составляет:

$$A = PV / (\emptyset \cdot h), \quad (4.4)$$

$$A = 4.44 / (0.11 \cdot 7) = 5.766 \text{ млн м}^2.$$

В случае, если площадь аппроксимируется кругом, то его радиус составит 1355 метров.

Запасы свободного газа равны:

$$\text{Free gas} = PV \cdot S_g / B_g, \quad (4.5)$$

$$\text{Free gas} = 4.44 \cdot 0.13 / 0.0066 = 87.455 \text{ млн м}^3.$$

Запасы нефти в зоне на начало заводнения:

$$\text{OIP} = PV S_o / B_o, \quad (4.6)$$

$$\text{OIP} = 4.44 \cdot 0.65 / 1.240 = 2.327 \text{ млн м}^3.$$

Если весь растворенный газ при заводнении вновь растворится в нефти (эффект gas fill-up), то растворимость газа в нефти увеличится на значение:

$$\Delta R_s = 87.455 / 2.327 = 37.58 \text{ м}^3 / \text{м}^3. \quad (4.7)$$

В случае гомогенного коллектора средняя водонасыщенность на момент прорыва воды составляет $S_{w \text{ ave}} = S_{wbt} = 0.66$ (определена с помощью кривых фракционального потока).

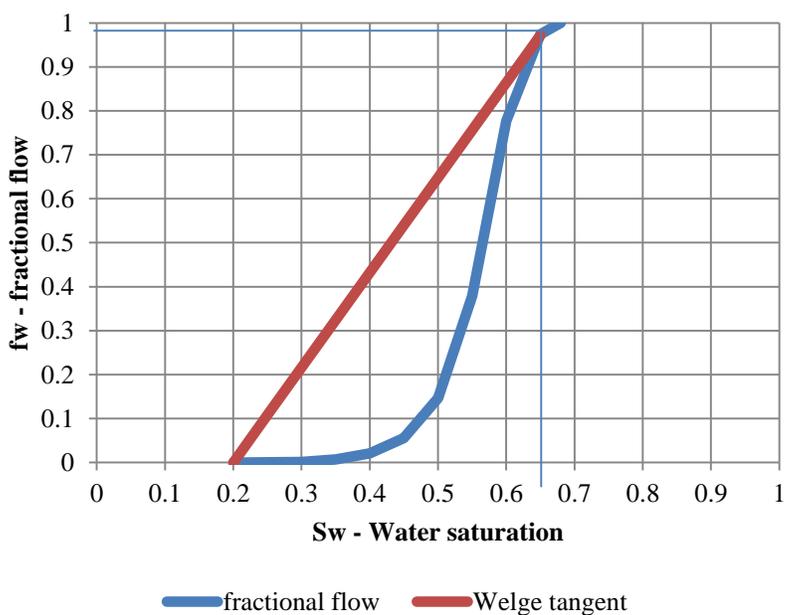


Рисунок 4.1 – Кривая фракционального потока

Коэффициент вытеснения таким образом составит:

$$E_D = (S_{w\text{ ave}} - S_{wc} - S_g) / (1 - S_{wc} - S_g), \quad (4.8)$$

$$E_D = (0.66 - 0.22 - 0.13) / (1 - 0.22 - 0.13) = 0.48.$$

Фронт нефти с растворенным в ней газом не возникнет если газонасыщение будет слишком велико. Этот фронт не возникнет если будет выполняться условие:

$$S_g \geq (S_{wbt} - S_{wi}). \quad (4.9)$$

Поскольку $S_{wbt} = 0.66$, $S_{wi} = 0.22$, то их разность $S_{wbt} - S_{wi} = 0.66 - 0.22 = 0.44$. Так как $S_g = 0.13$, то заводнение может быть успешным [21]. Согласно этой теории, заводнение будет успешным вплоть до значения средней водонасыщенности при прорыве воды до 0.35, что соответствует крайне гетерогенному коллектору.

Отношение радиуса зоны с растворенным газом и зоны с закаченной водой может быть выражено по формуле [20]:

$$r_e / r = [(S_{wbt} - S_{wi}) / S_g]^{0.5}, \quad (4.10)$$

$$r_e / r = [(0.66 - 0.22) / 0.13]^{0.5} = 1.840.$$

В качестве оценочного критерия выдвигается предположение, что заводнение при давлении ниже давления насыщения может быть успешно, если отношение вышеуказанных радиусов выше значения 1.25 [21]. Оно составляет 1.840. Значит, заводнение может быть успешным.

Радиус зоны (Рисунок 4.2.), в которой газ растворяется в нефти, подсчитывается по формуле:

$$r_e = (W_i / (\pi h \phi S_g))^{0.5}, \quad (4.11)$$

$$r_e = (W_i / (3.14 \cdot 7 \cdot 0.11 \cdot 0.13))^{0.5} = (W_i / 0.314)^{0.5}.$$

В зависимости от приемистости нагнетательной скважины и времени нагнетания радиус зоны растворения изменяется. Размеры этой зоны отражены на графиках ниже. Рисунок 4.3 отражает реальное изменение приемистости нагнетательной скважины 208 в ходе расчетов ГДМ.

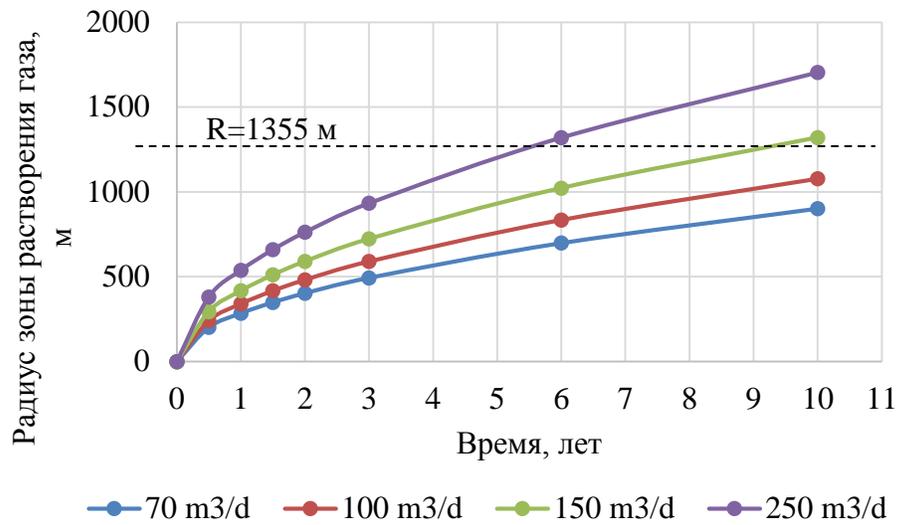


Рисунок 4.2 – Радиус зоны растворения газа

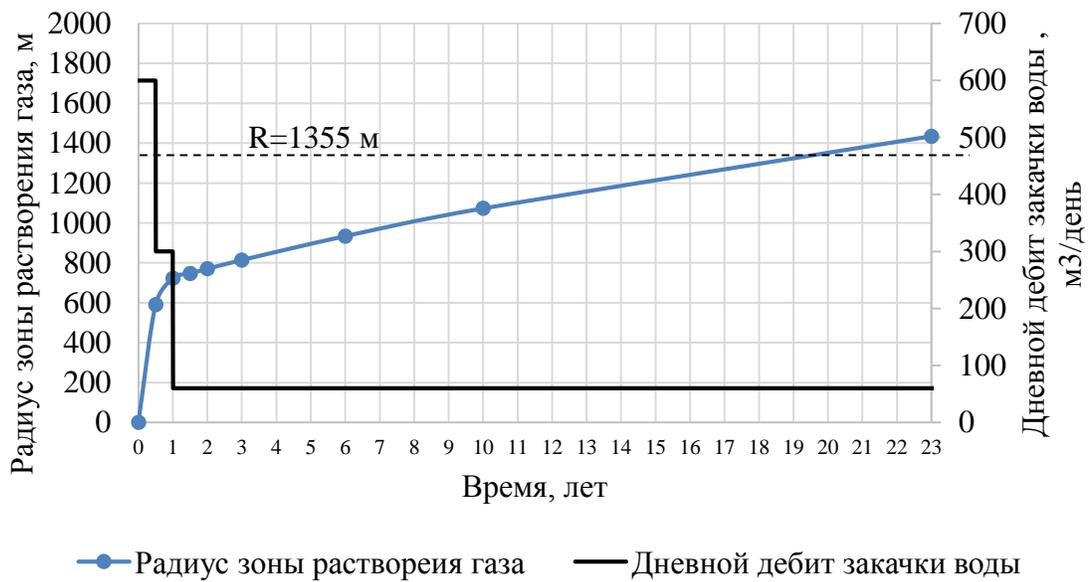


Рисунок 4.3 – Радиус зоны растворения газа при изменении приемистости нагнетательной скважины

Приёмистость (дебит закачки) нагнетательной скважины в данных расчетах означает превышение дебита закачки над дебитом добычи. Как мы видим, добиться полного растворения газа в зоне с помощью одной нагнетательной скважины будет весьма проблематично.

4.1.2 Южная зона

В южной зоне (скважины 1 и 82) текущее пластовое давление равно порядка 80 атмосфер. При таком пластовом давлении объемный коэффициент нефти составляет $B_o = 1.142 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент газа - $B_g = 0.0066 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Нефтенасыщенность в нефтяной оторочке в южной зоне при текущем пластовом давлении 80 атмосфер:

$$S_o = (1 - N_p/N) \cdot B_o / B_{oi} (1 - S_{wi}), \quad (4.12)$$

$$S_o = (1 - 157\,803/400\,000) \cdot 1.142/1.385 (1 - 0.22) = 0.390 - 39\%.$$

Поэтому газонасыщенность составляет:

$$S_g = 100 - 22 - 39 = 39\%.$$

Фронт нефти с растворенным в ней газом не возникнет если газонасыщение будет слишком велико. Этот фронт не возникнет если будет выполняться условие:

$$S_g \geq (S_{wbt} - S_{wi}). \quad (4.13)$$

Поскольку $S_{wbt} = 0.66$, $S_{wi} = 0.22$, то их разность $S_{wbt} - S_{wi} = 0.66 - 0.22 = 0.44$. Так как $S_g = 0.39$, а реальное значение S_{wbt} для гетерогенного коллектора должно быть существенно меньше, чем 0.66, то успешность заводнения маловероятна

Отношение радиуса зоны с растворенным газом и зоны с закаченной водой может быть выражено по формуле [20]:

$$r_e / r = [(S_{wbt} - S_{wi}) / S_g]^{0.5}, \quad (4.14)$$

$$r_e / r = [(0.66 - 0.22) / 0.39]^{0.5} = 1.062.$$

В качестве оценочного критерия выдвигается предположение, что заводнение при давлении ниже давления насыщения может быть успешно, если отношение вышеуказанных радиусов выше значения 1.25 [21]. Подтверждается вывод о низкой перспективности заводнения южной зоны.

4.2 Подбор добывающих скважин кандидатов для перевода в нагнетательный фонд

Пользуясь методикой, изложенной в источнике [13], составим карты, которые могут помочь при определении скважин-кандидатов для перевода в нагнетательный фонд (Рисунки 4.4-4.6.).

Наиболее перспективными точки зрения количества подвижных запасов и проницаемости для заводнения представляются южная и центральные зоны месторождения. В северной части месторождения нет дополнительных добывающих скважин для перевода в нагнетание (скважина 81 расположена в неколекторе). Согласно расчетам материального баланса, там отмечается и небольшое количество дренируемых запасов (300 тысяч м³).

В южной части - два кандидата для перевода в поддержание пластового давления: скважина 82 либо скважина 1. В южной части происходит наибольшее снижение пластового давления (Рисунок 4.6.). Однако из-за небольшого количества дренируемых запасов (согласно материальному балансу) – 400 тысяч м³ – извлечь дополнительную выгоду при переводе скважин в ППД маловероятно.

Наиболее перспективной для заводнения является центральная зона. В ней отмечается и допустимое значение газонасыщенности.

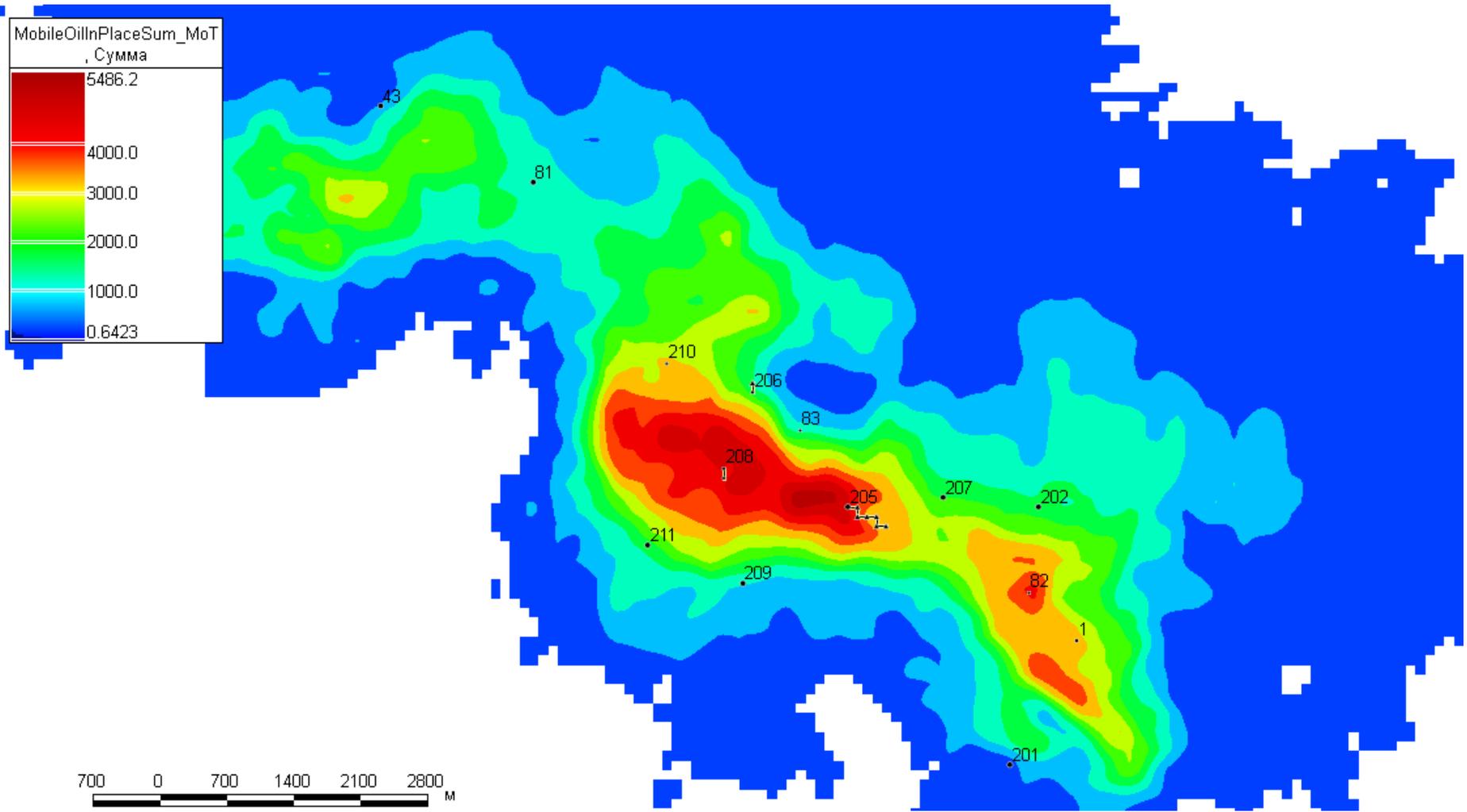


Рисунок 4.4 – Карта остаточных подвижных запасов нефти (на 31.06.2018)

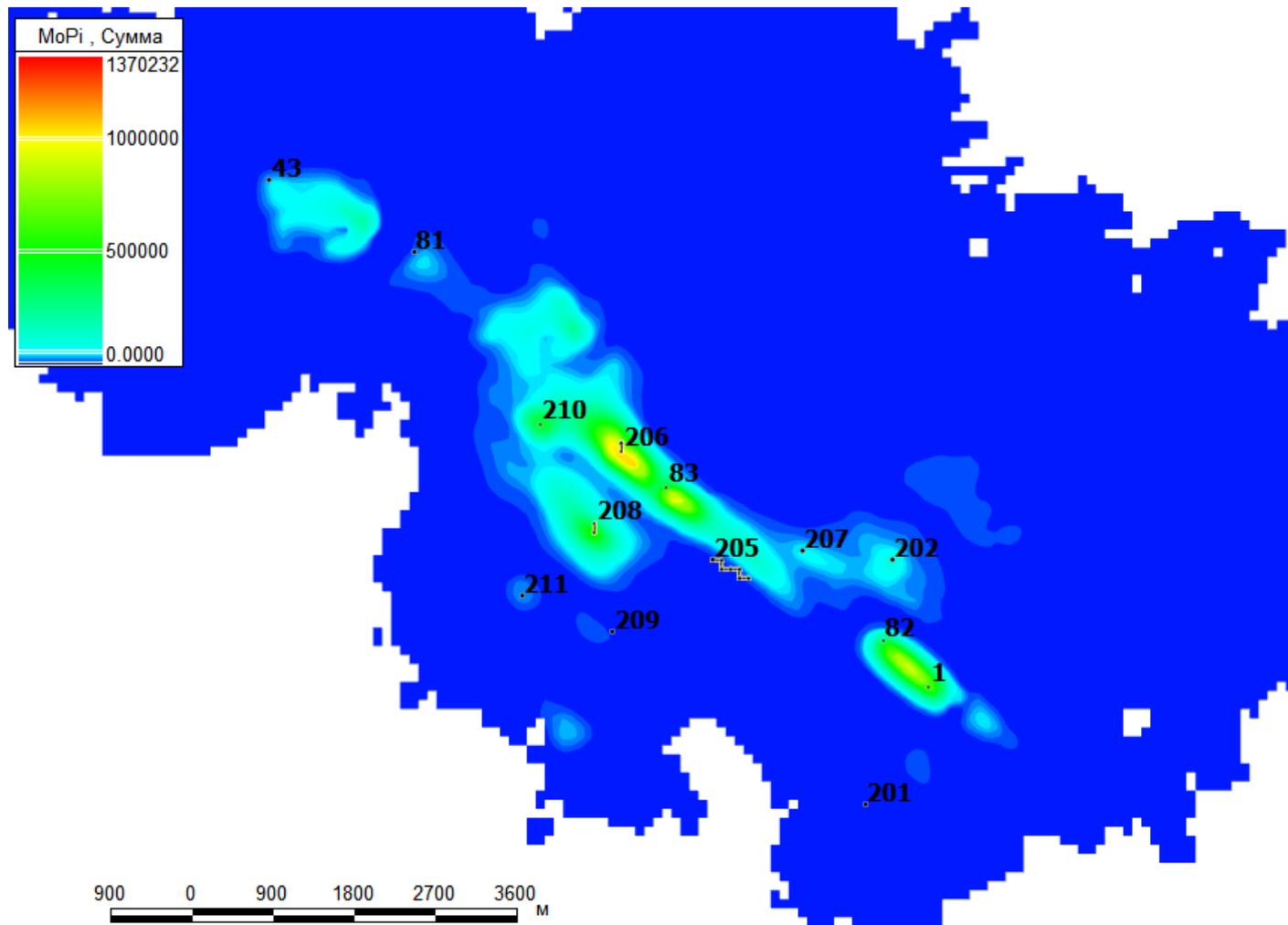


Рисунок 4.5 – Карта производства остаточных подвижных запасов и индекса продуктивности

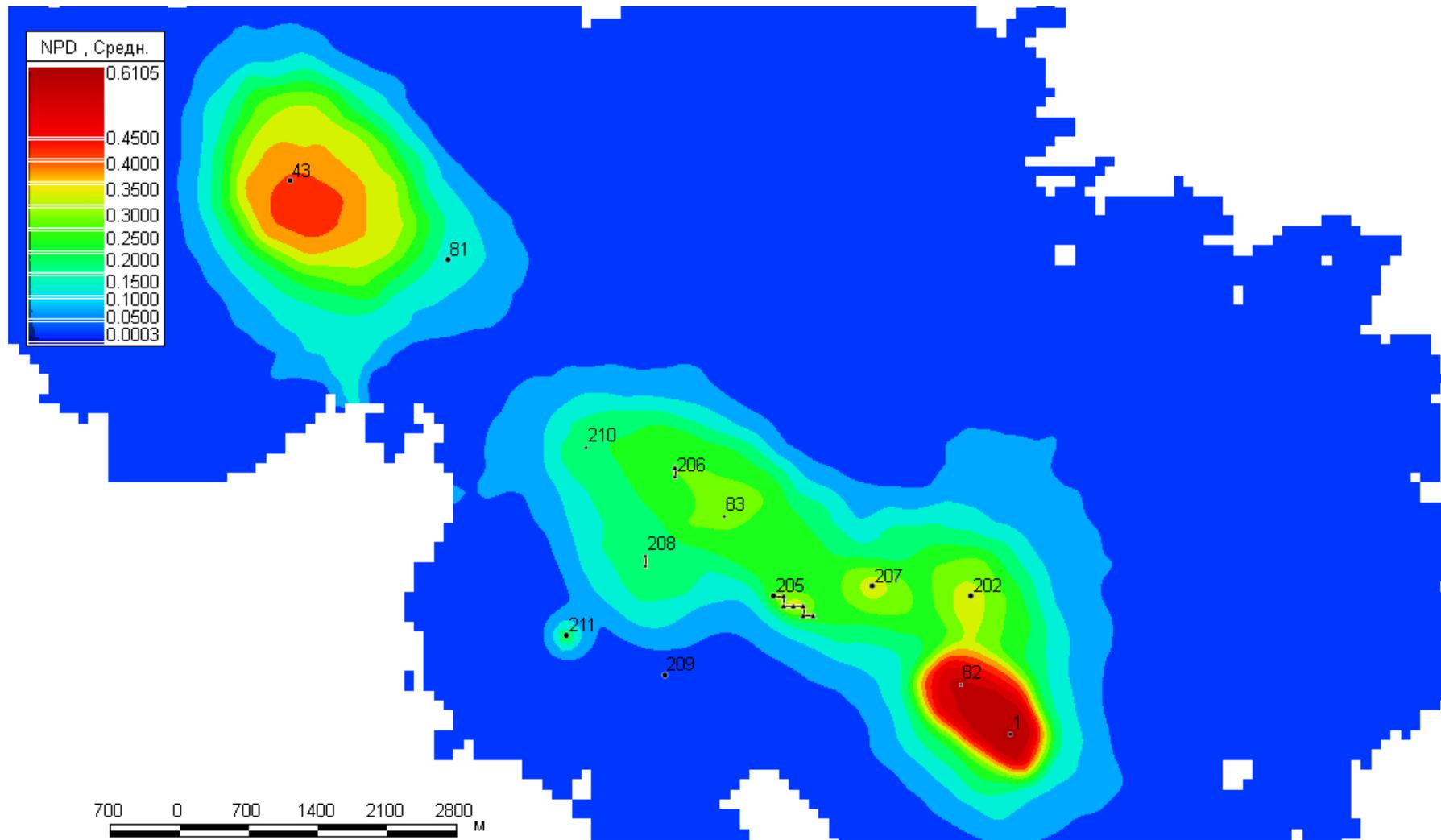


Рисунок 4.6 – Карта нормализованного падения пластового давления

Согласно рекомендациям [15] наиболее подходящий для перевода в ППД являются скважина 205, которая является низкопродуктивной. Среди более высокопродуктивных скважин 83, 206, 207 наименьший дебит у скважин 207 и 206. Падает дебит скважины 83. Кроме того, у скважин 206 и 83 довольно сильно расчет ГФ (200-400 м³/м³ в месяц), и, согласно [17], они также являются хорошими кандидатами для перевода в нагнетание.

Расчеты на полномасштабной ГДМ позволят полнее взглянуть на процессы заводнения.

4.3 Надежность гидродинамической модели

Бурение скважин 210 и 211 превзошло прогнозы качества коллектора в этих зонах. В ходе работы была проведена адаптация гидродинамической модели на существующую историю добычи. Результаты адаптации представлены на Рисунках 4.8-4.11.

В ходе изучения геометрии резервуара остаются сомнения о связанности скважины 210 и центральной зоны. При этом этот вопрос имеет критическое значение при расчете сценариев заводнения. В случае, если скважина 210 гидродинамически связана с центральной частью (реализация 1), эффект от заводнения в скважинах 206, 208 или 83 может быть выше, чем если этой связи нет (реализация 2). В связи с этим было построено 2 реализации адаптации модели (Рисунок 4.12.). Обе, в силу недавней истории работы скважины 210, малого количества замеров забойного и пластового давления (по два), имеют одинаковую степень достоверности.

На Рисунке 4.13 представлены прогнозы двух реализаций ГДМ при разработке месторождения на истощение. Отличие КИН для них лежит в пределах 0.1-0.5%.

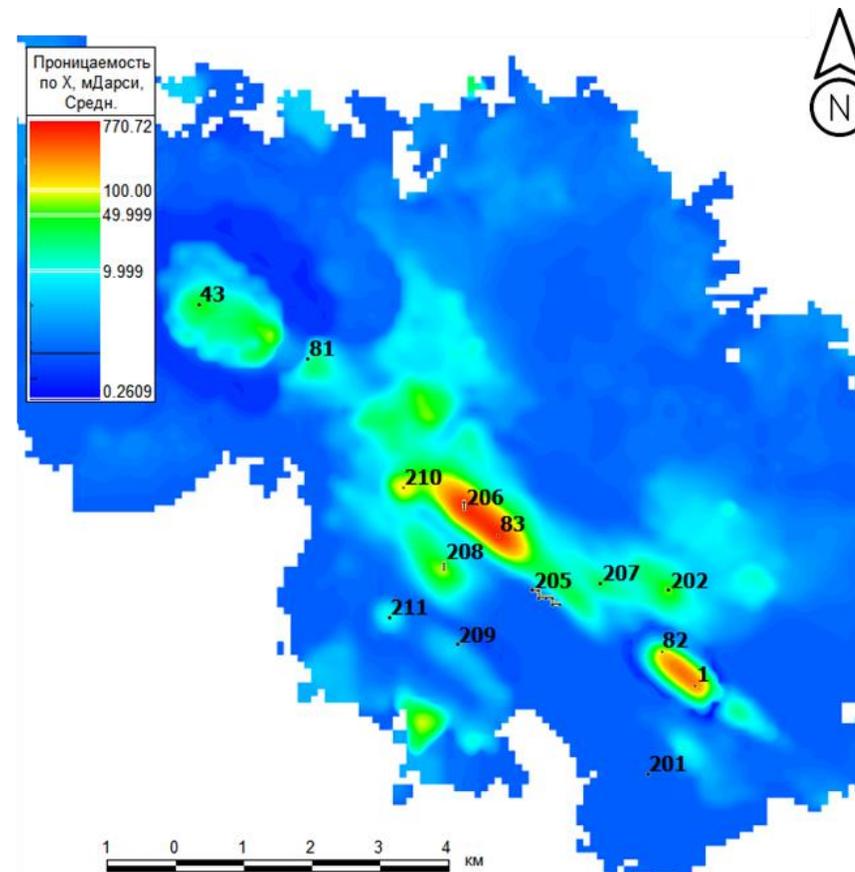
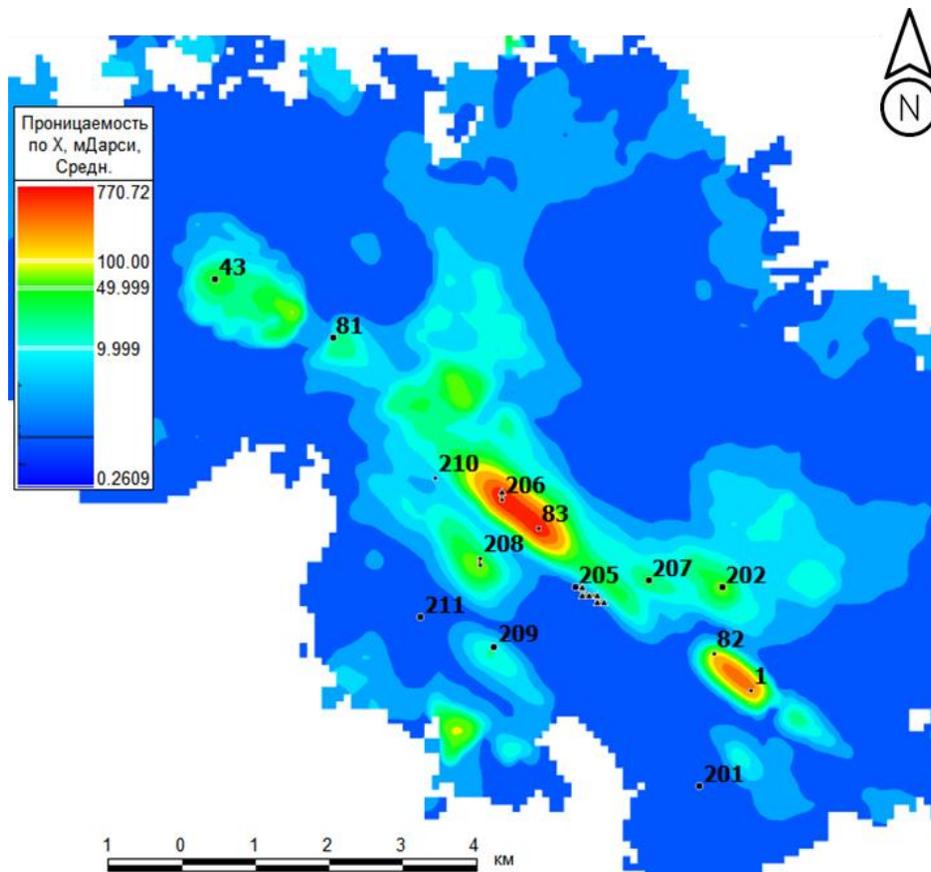


Рисунок 4.7 – Карты средних проницаемостей: слева – до адаптации, справа – после адаптации

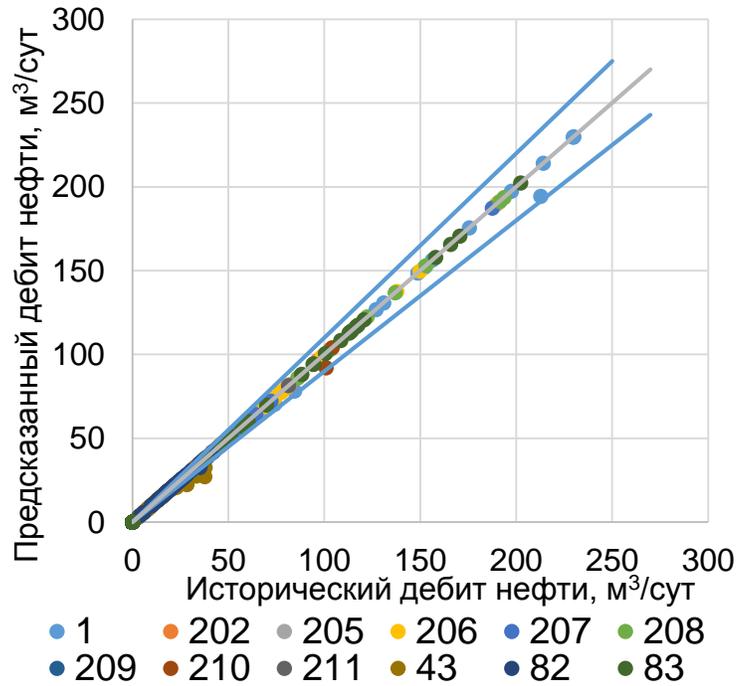


Рисунок 4.8 – Кросс-плот адаптации дебита нефти.

Доверительный интервал 10%

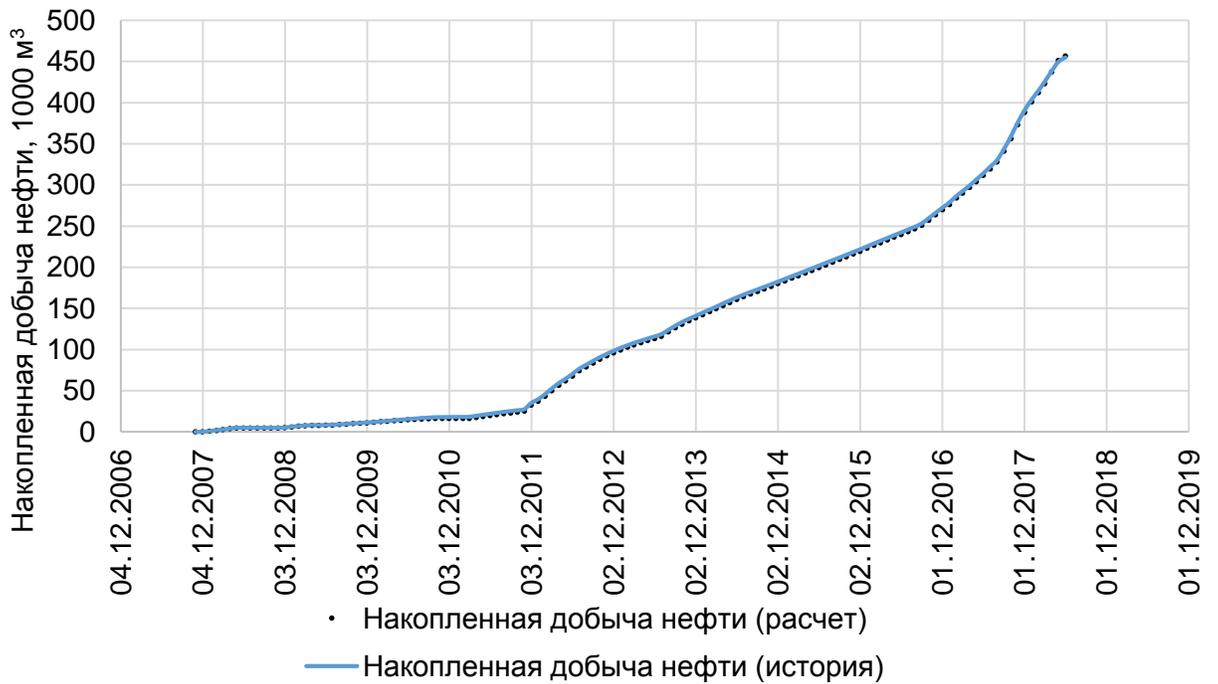


Рисунок 4.9 – Результаты адаптации накопленной добычи нефти

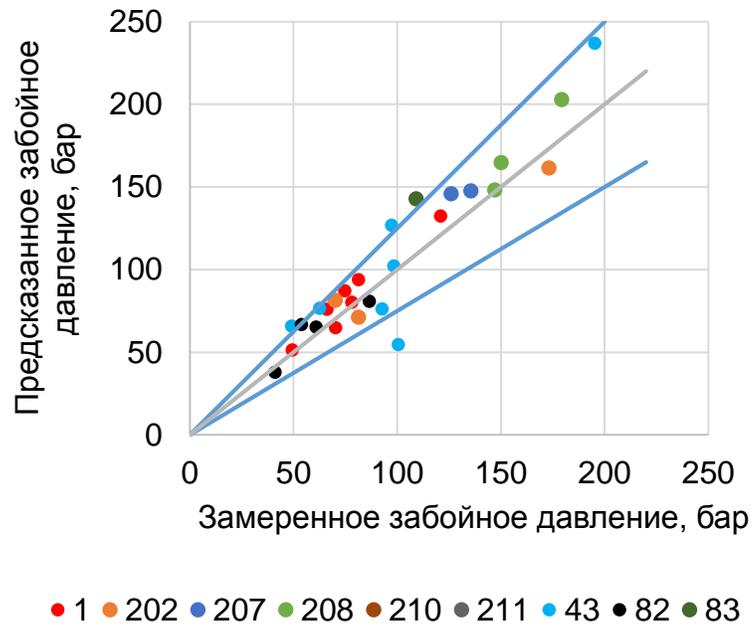


Рисунок 4.10 – Кросс-плот адаптации забойного давления. Доверительный интервал 25%

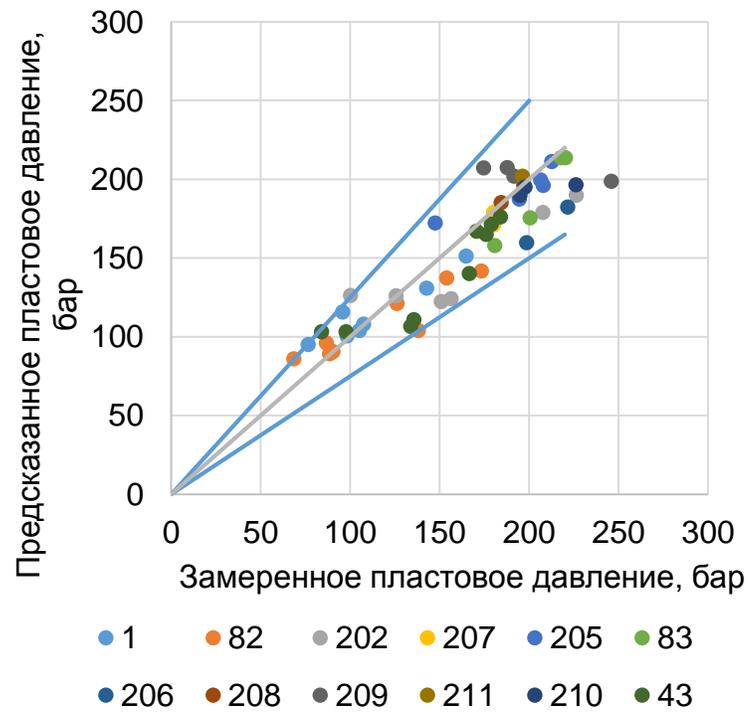


Рисунок 4.11 – Кросс-плот адаптации пластового давления. Доверительный интервал 25%

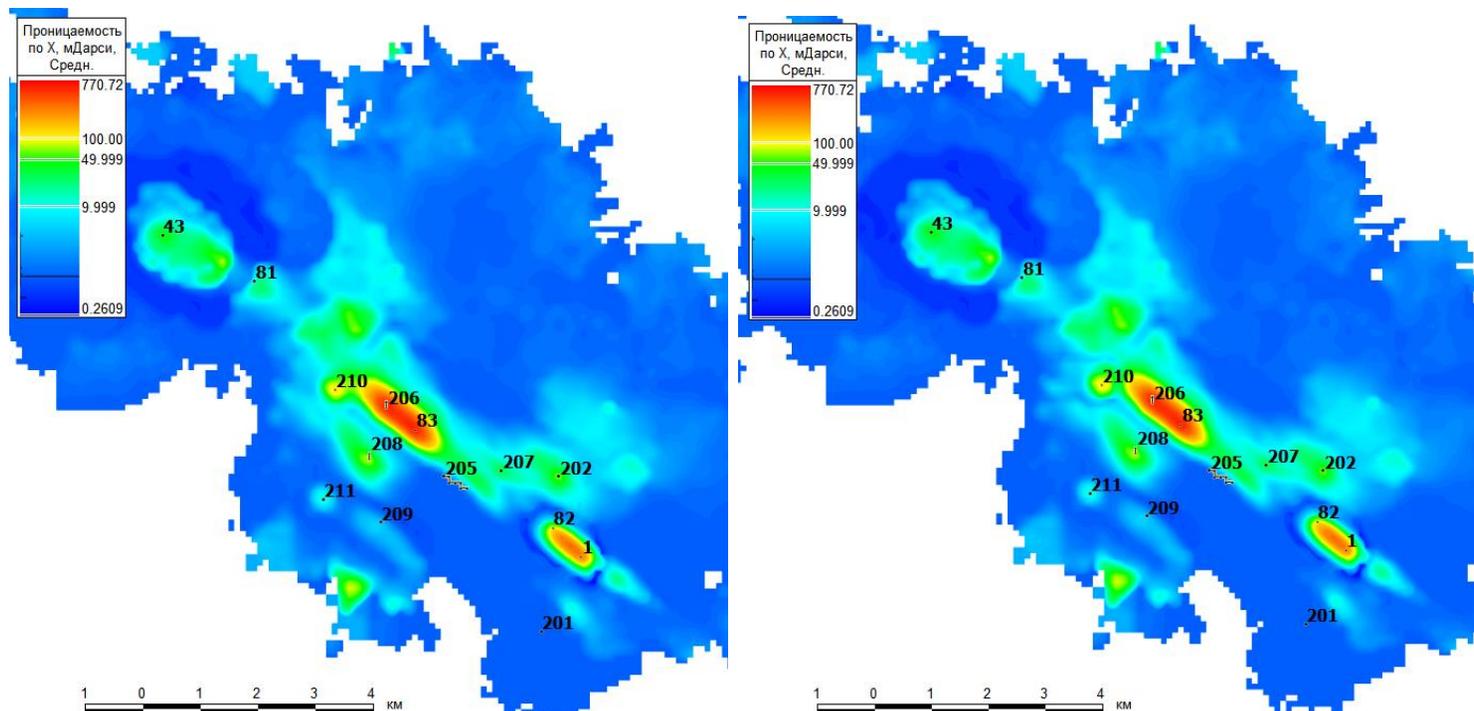


Рисунок 4.12 – Карты средних проницаемостей двух реализаций ГДМ с одинаковой степенью адаптации:
слева – реализация модели, в которой скважина 210 гидродинамически связана с центральной зоной;
справа – реализация модели, в которой скважина 210 гидродинамически не связана с центральной зоной

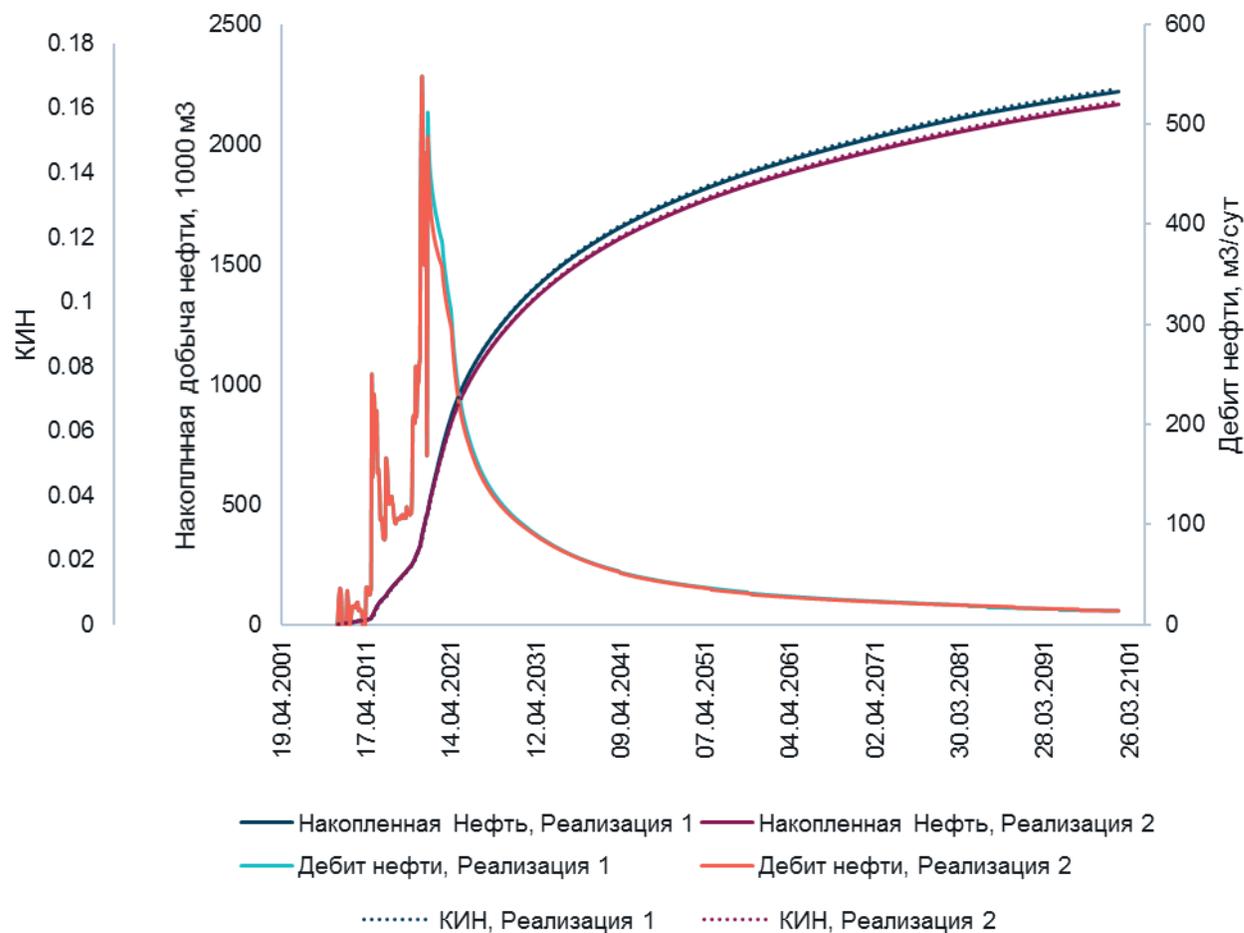


Рисунок 4.13 – Результаты расчетов ГДМ на истощение для двух реализаций

4.4 Результаты расчетов ГДМ

4.4.1 Южная зона

Результаты расчетов ГДМ реализаций 1 и 2 идентичны, так как в обеих ГДМ южная зона является изолированной.

В пункте 4.1.2 показано, что заводнение южной зоны с точки зрения поддержания пластового давления мало перспективно из-за избытка свободного газа в нефтяной оторочке зоны. Однако в расчете пункта 4.1.2 не учтено

возможное гравитационное разделение газа и нефти, а значит газонасыщенность в зоне может быть меньше. Расчеты с помощью ГДМ учитывают это явление.

Было рассмотрено два варианта перевода добывающих скважин в поддержание пластового давления (ППД): скважины 1 и скважины 82.

При коэффициенте компенсации добычи 1.1 перевод скважины 1 в ППД неэффективен, перевод скважины 82 имеет пограничную эффективность.

В случае скважины 1 в закачке неэффективность объясняется в первую очередь быстрым прорывом закачиваемой воды в добывающую скважину 82. В первые два года после перевода скважин в ППД суммарный дебит по нефти в сумме по двум скважинам действительно вырастает, однако затем становится равным нулю: происходит практически поршневое вытеснение. Коэффициент неоднородности Дикстра-Парсонса в южной части месторождения мал и составляет значение менее 0.4. Это объясняет поршневой характер вытеснения. Скважина 1 пересекает продуктивный интервал гипсометрически ниже скважины 82 на 4 метра, расстояние между забоями составляет 700 метров.

Также рассмотрено влияние применяемых коэффициентов компенсации и вязкости закачиваемой воды для ППД (закрытие скважины 82, коэффициенты 0.3, 0.5, 0.7, 1.1, 2, 5).

Закачиваемая вода имеет вязкость 0.91 сР (концентрация солей 200 г/л). Однако на Ярактинском месторождении из-за явления рассоления минерализация воды достигает 400 г/л, ее вязкость – 2 сР. Эти крайние значения вязкостей воды также были рассмотрены.

При всех рассмотренных коэффициентах компенсации и вязкости закачиваемой воды перевод скважины 82 в ППД более выгоден с точки зрения накопленной добычи нефти (Рисунки 4.14-4.17.).

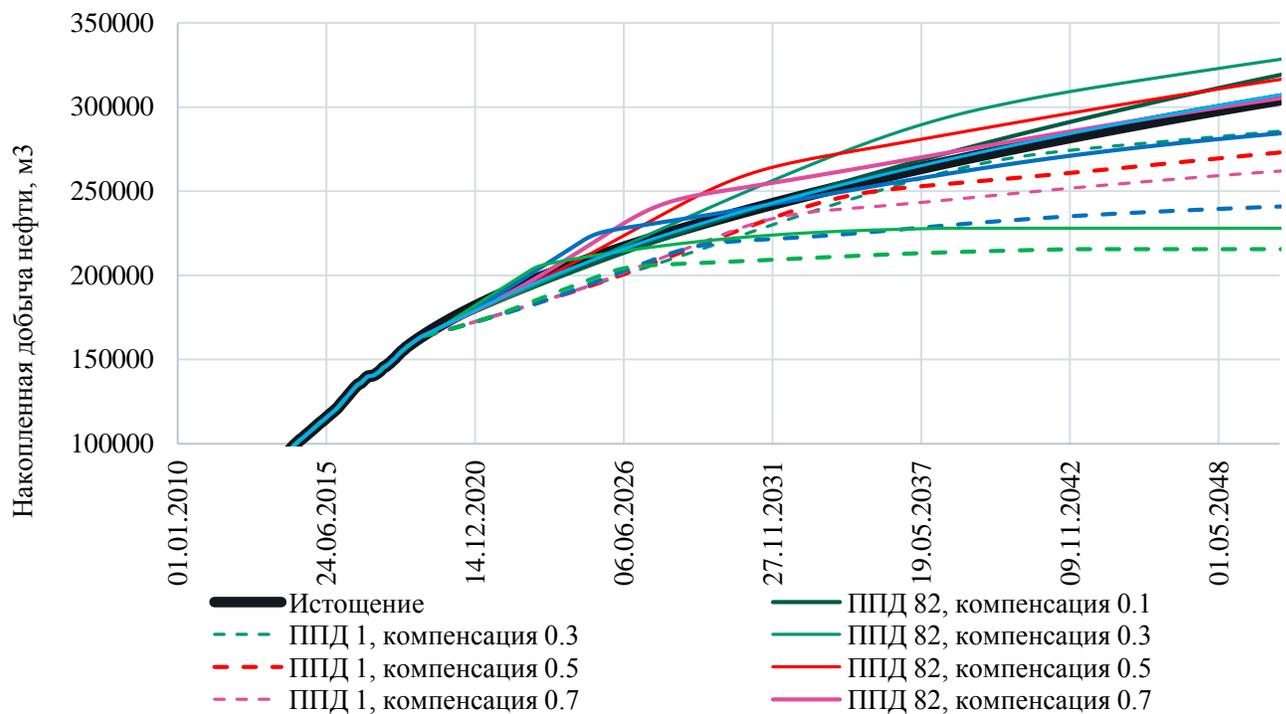


Рисунок 4.14 – Суммарная накопленная добыча нефти по скважинам 1 и 82.
Вязкость закачиваемой воды в пласте 2 сПз

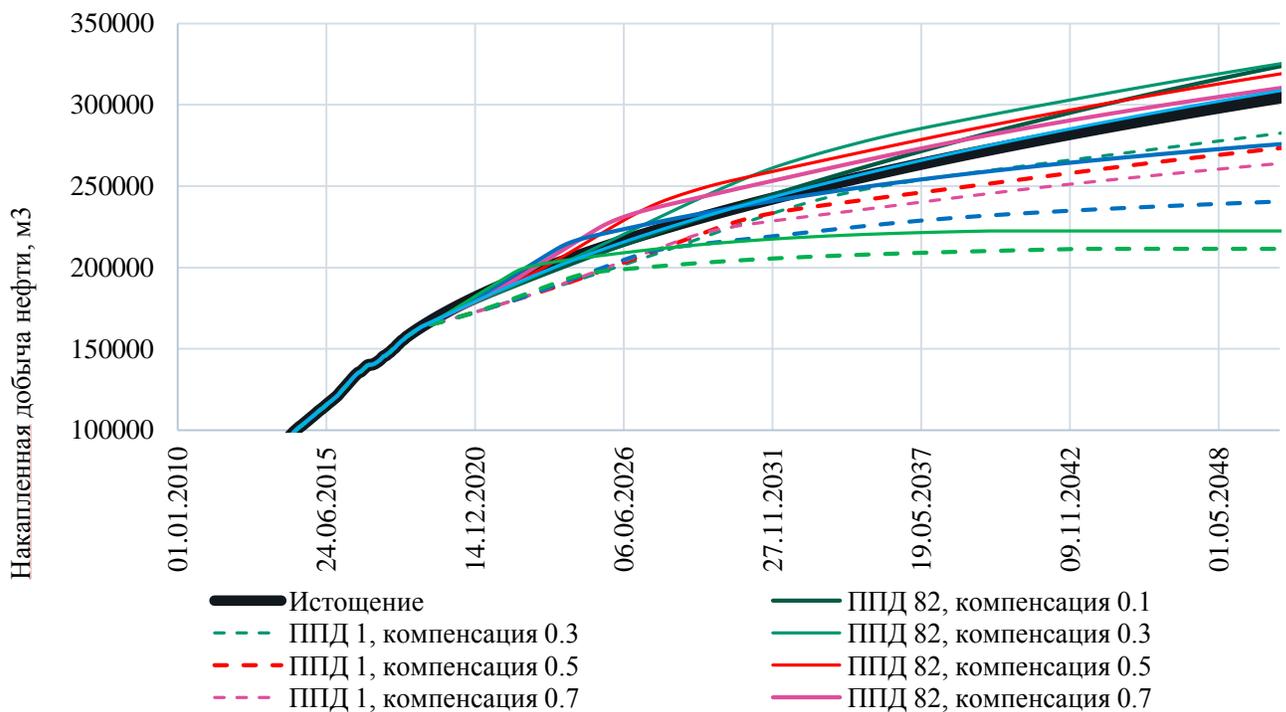


Рисунок 4.15 – Суммарная накопленная добыча нефти по скважинам 1 и 82.
Вязкость закачиваемой воды в пласте 0.91 сПз

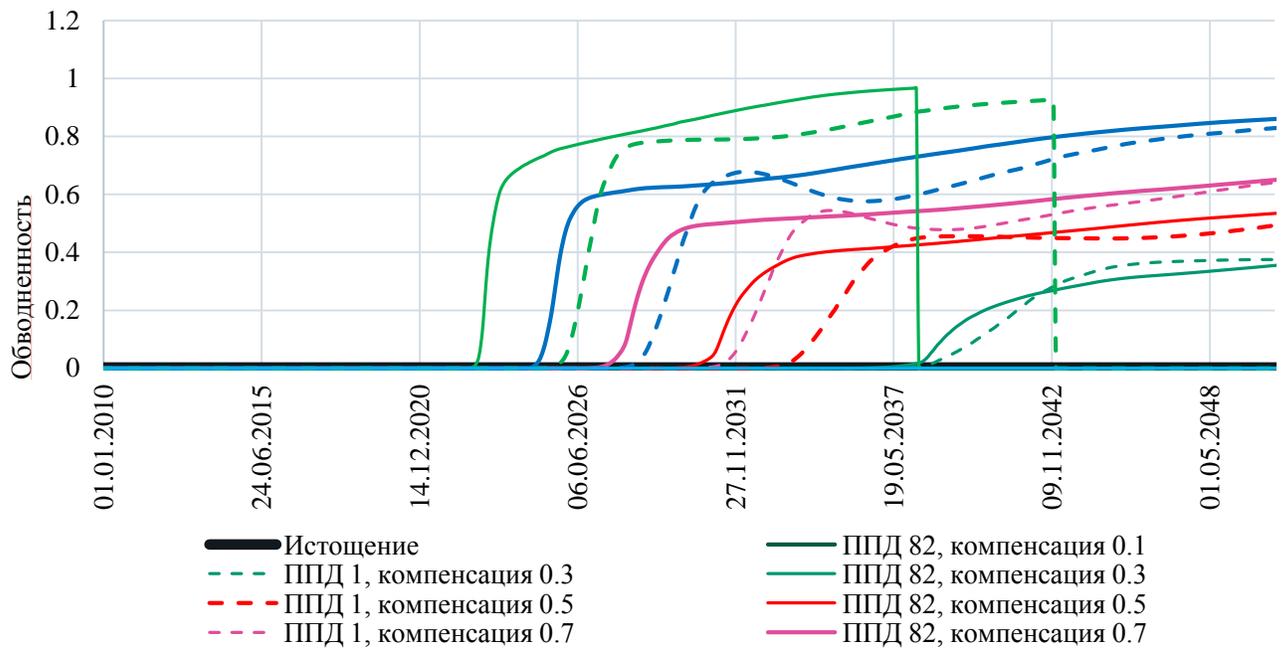


Рисунок 4.16 - Суммарная обводненность по скважинам 1 и 82 по скважинам 1 и 82. Вязкость закачиваемой воды в пласте 2 сПз

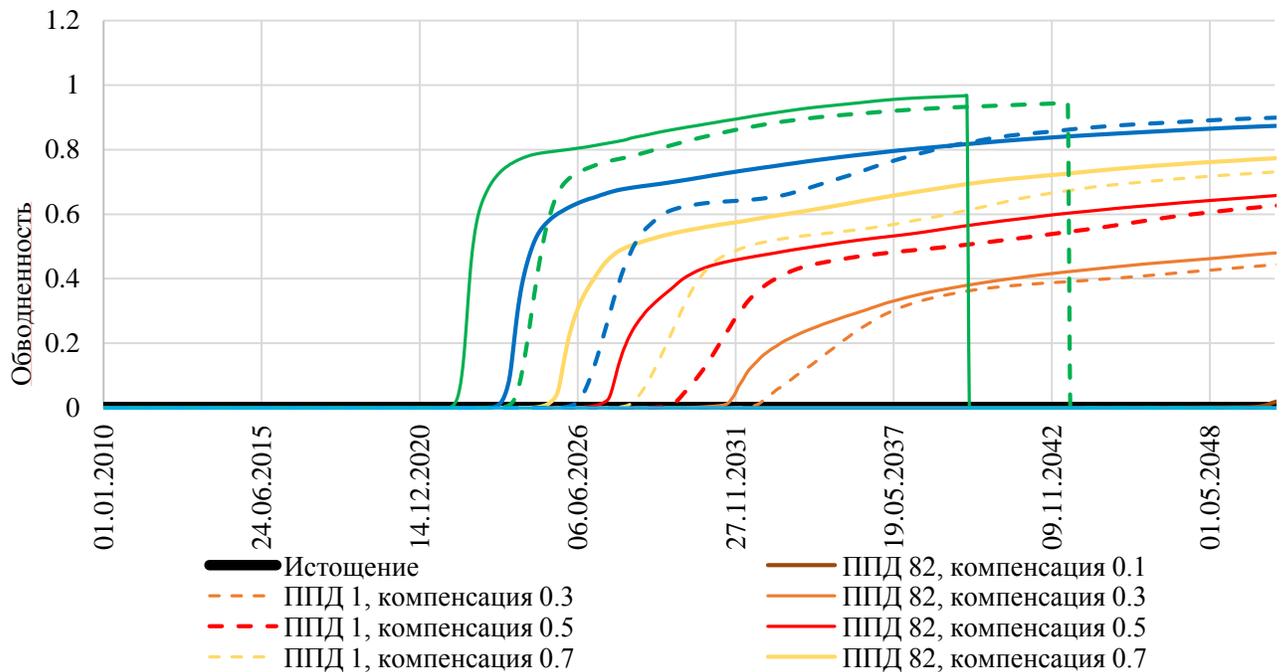


Рисунок 4.17 - Суммарная обводненность по скважинам 1 и 82 по скважинам 1 и 82. Вязкость закачиваемой воды в пласте 0.91 сПз

Эффективность перевода скважины 82 в ППД объясняется превалированием гравитационного вытеснения. Вытеснение получается более однородным, влияние вязкостных сил уменьшается. Стоит отметить, что влияние высокой газонасыщенности в действительности мало.

Позитивный эффект от недокомпенсации возникает из-за превалирования гравитационных и капиллярных сил над вязкостными. Благодаря этому увеличивается охват пласта заводнением, что, в конечном итоге, ведет к увеличивающейся добыче, что в особенности отражается в случае перевода скважины 82 в ППД.

Однако важен и баланс между недо- и перекомпенсацией. Этот вопрос с точки зрения экономической эффективности будет рассмотрен в разделе 5.1.

4.2.2 Центральная зона

В центральной зоне были рассмотрены случаи наличия/отсутствия эффекта рассоления, а также связи скважины 210 с центральной зоной. В зависимости от этих факторов изменяется эффективность операций перевода скважин в ППД. Эффективность перевода скважин в ППД оценивается по двум критериям: изменению накопленной добычи нефти и приросту чистого суммарного дисконтированного дохода.

Рассмотрим критерии, влияющие на изменение накопленной добычи нефти.

Было отмечено, что эффективность перевода скважин в ППД зависит от нескольких факторов: наличия локальных малопроводящих барьеров в зоне, геометрическое расположение скважины, коэффициент приемистости и достигаемый коэффициент компенсации.

Давление авто гидроразрыва (автоГРП) пласта достигает значения 350 атмосфер. После симуляции скважин с искусственными трещинами было

выяснено, что с увеличением приемистости нагнетательных из-за автоГРП, растет компенсация, а также дебит нефти, жидкости и накопленный дебит по зоне. Это говорит о том, что перевод в нагнетание высоко приемистых скважин (206, 208) имеет больший эффект, чем скважин, находящихся в низкопроницаемой зоне.

Наибольший эффект возникает при переводе скважин, находящихся в центре зоны (208, 205).

Результаты расчетов ГДМ представлены на Рисунках 4.18 – 4.22. Мы видим, что наибольший прирост добычи нефти наблюдается при переводе в ППД скважины 208. Это объясняется удовлетворительной приемистостью скважин, ее пониженным положением и ее центральным расположением в зоне. Однако некоторое время после ее отключения наблюдается падение суммарного дебит по месторождению, так как 208 является высокодебитной.

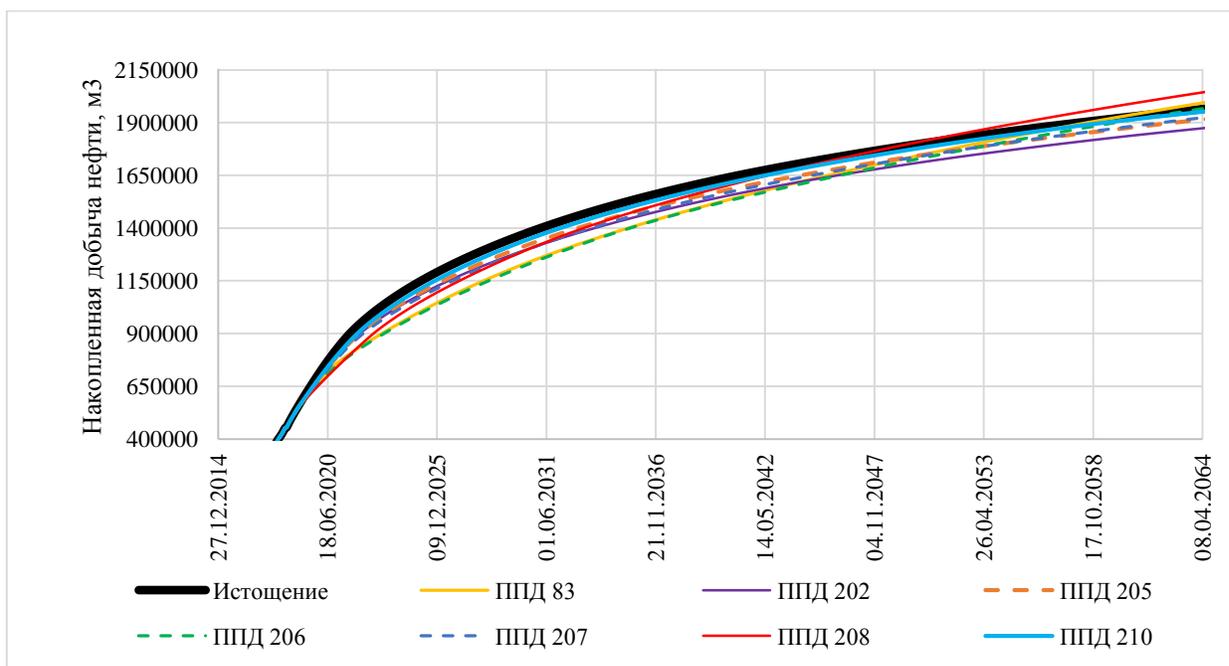


Рисунок 4.18 – Накопленная добыча нефти. Реализация 1. Вязкость пластовой воды 2 сПз

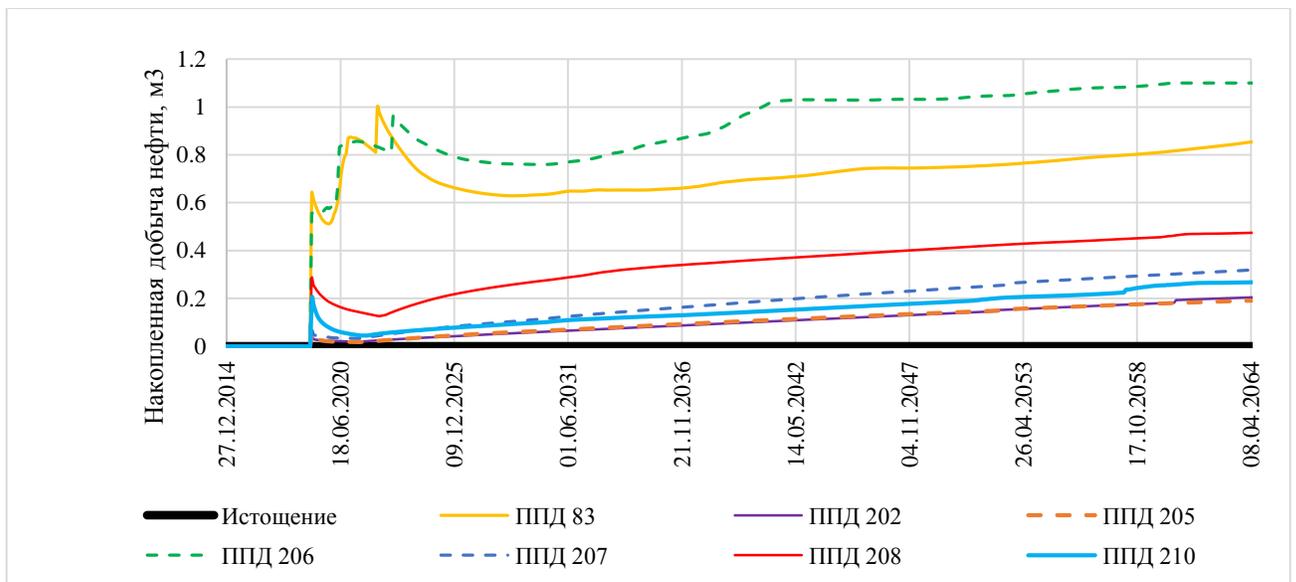


Рисунок 4.19 – Коэффициент текущей компенсации в центральной зоне.
Реализация 1. Вязкость пластовой воды 2 сПз

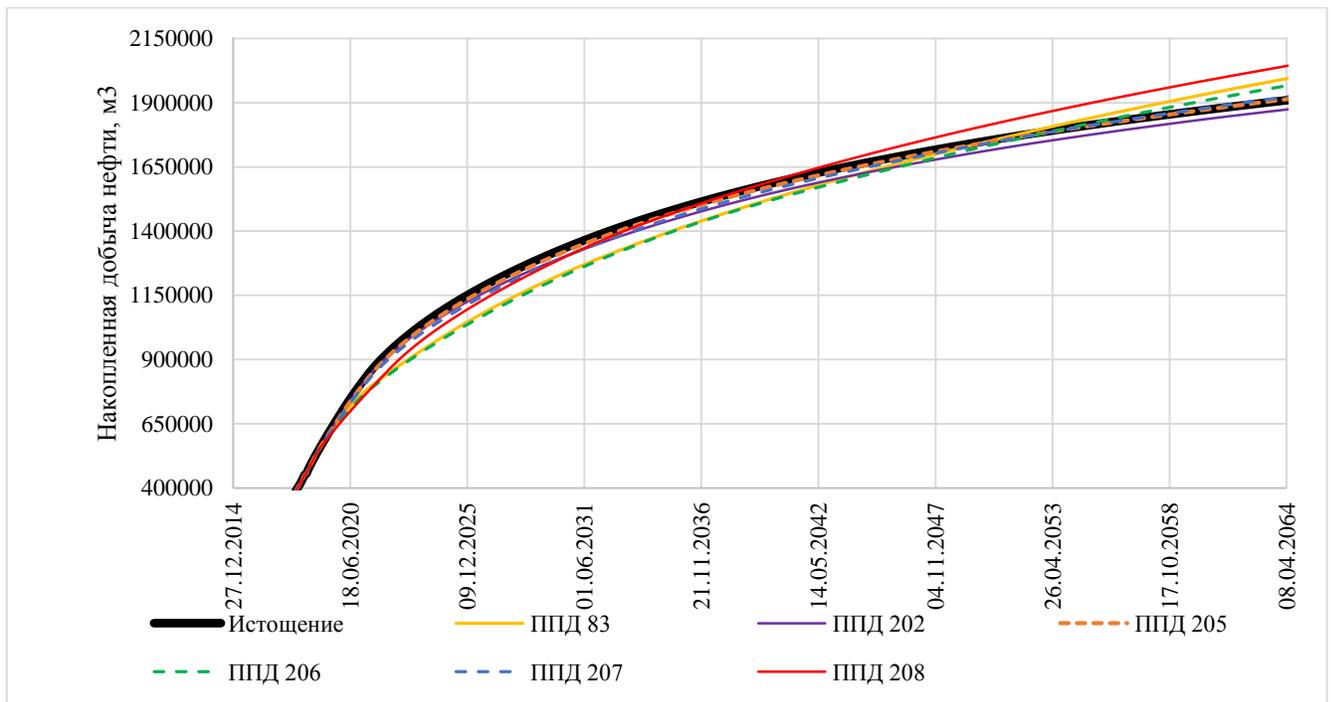


Рисунок 4.20 – Накопленная добыча нефти. Реализация 2. Вязкость пластовой
воды 2 сПз

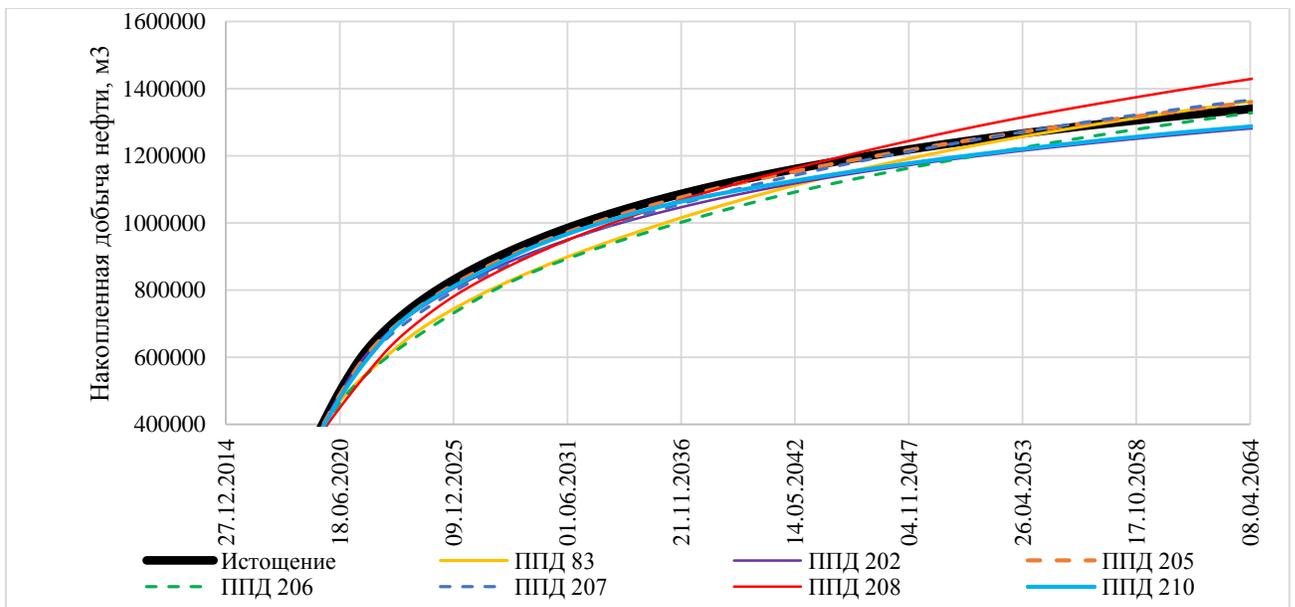


Рисунок 4.21 – Накопленная добыча нефти. Реализация 1. Вязкость пластовой воды 0.91 сПз

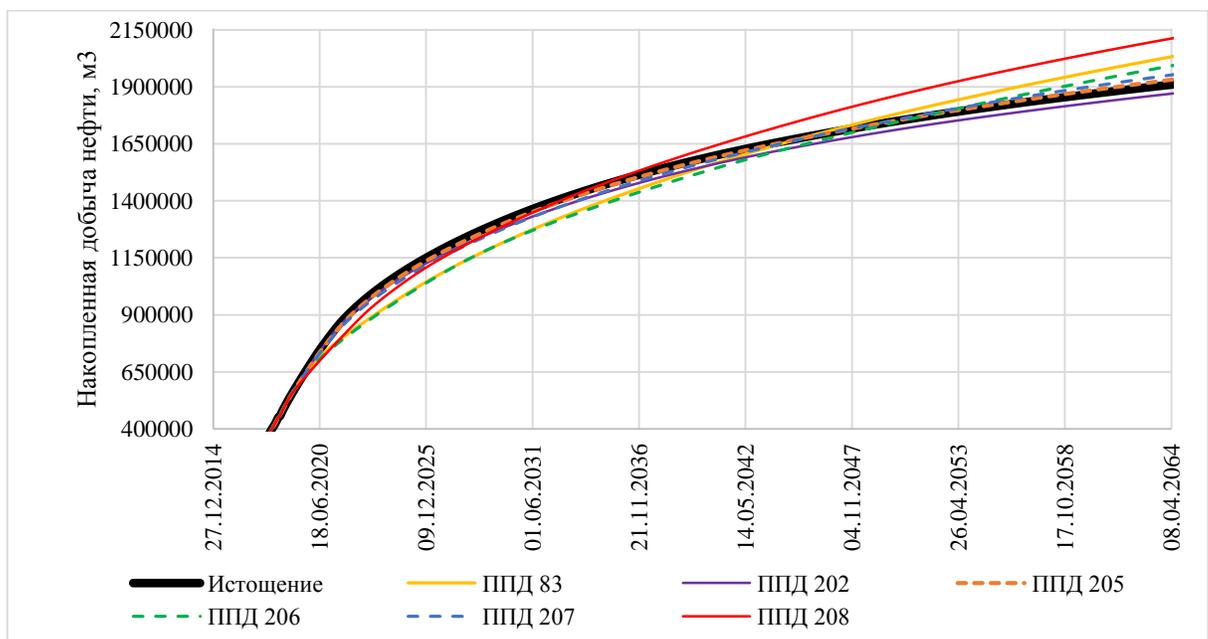


Рисунок 4.22 – Накопленная добыча нефти. Реализация 2. Вязкость пластовой воды 0.91 сПз

Заводнение месторождения с помощью скважин 205 и 207 имеет пограничный эффект с точки зрения увеличения накопленной добычи нефти. Плюсом является то, что потери нефти в первые годы после перевода в ППД минимальны из-за невысокого их дебита.

В результате расчетов на ГДМ барьерное заводнение не показало себя эффективным методом ППД. Дебит газа снизился, однако из-за высокой расчленённости пласта, его гетерогенности, закачиваемая вода плохо распространяется по вертикали. Степень вытеснения из-за этого низка, а приемистость – мала (Рисунок 4.19.).

Барьерное заводнение (Рисунок 4.23.) осуществлялось закачкой воды на уровень газонефтяного контакта (ГНК) с помощью открытых в этой зоне перфораций или бурения бокового ствола (ЗБС).

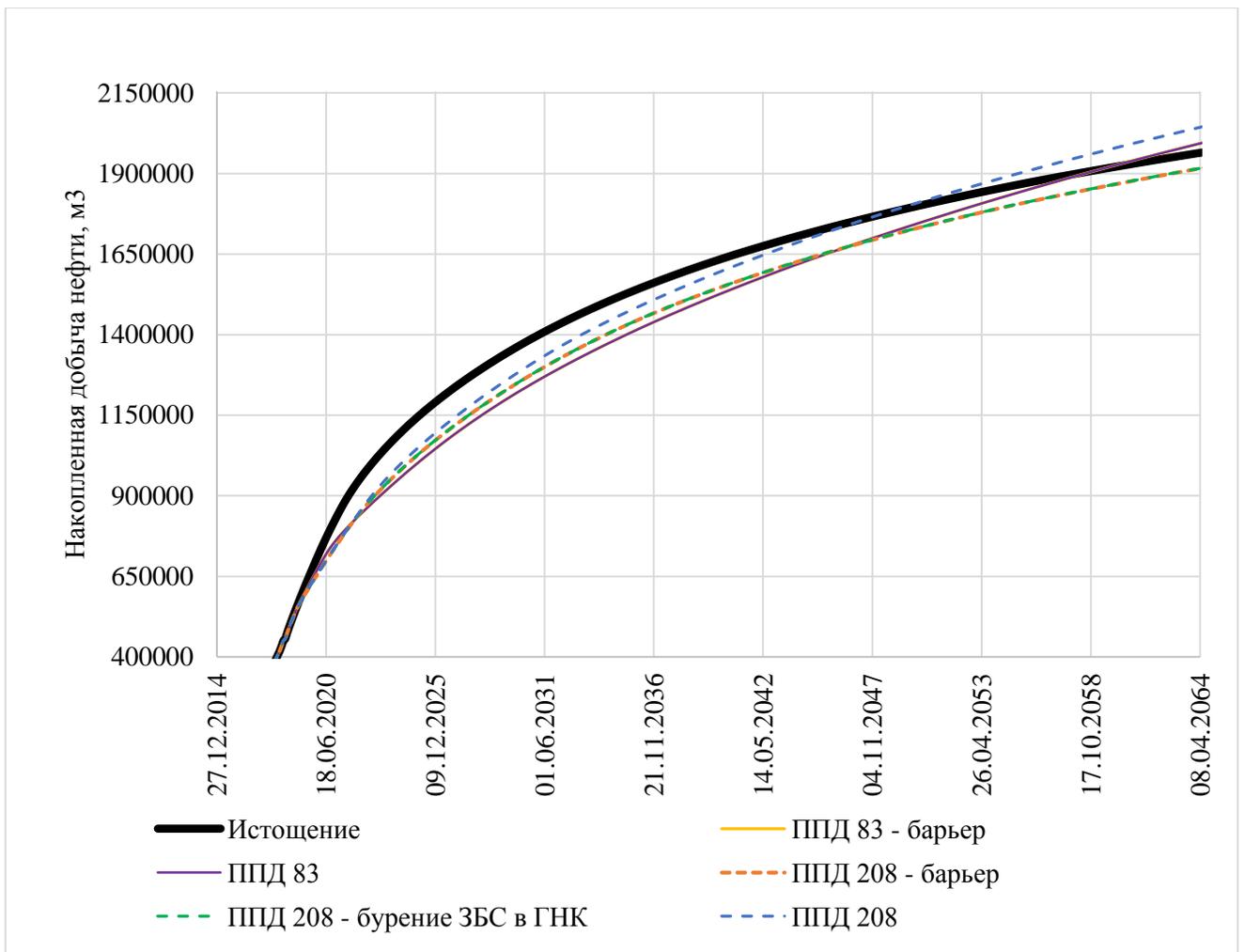


Рисунок 4.23 – Накопленная добыча нефти в случае барьерного заведения.

Реализация 1. Вязкость пластовой воды 2 сПз

Закачка газа в газовую шапку в районе скважины 83 имеет высокий потенциал в дополнительной добыче нефти, однако требует экономического обоснования (Рисунок 4.24.).

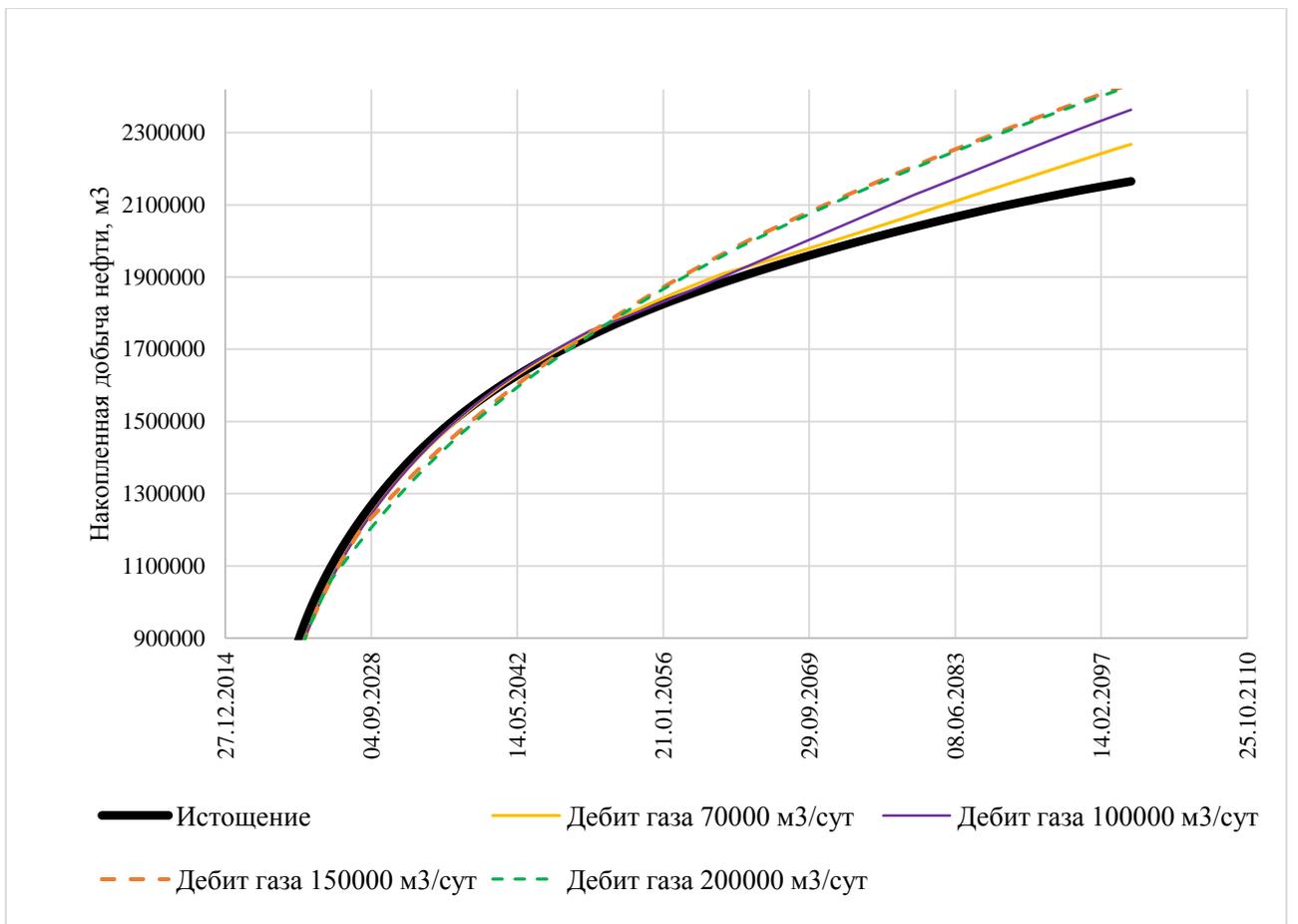


Рисунок 4.24 - Накопленная добыча нефти в случае закачки газа в газовую скважину. Реализация 2

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для того, чтобы обеспечить наиболее благоприятный режим разработки месторождений осуществляется непрерывный контроль и регулирование разработки месторождения.

Контроль разработки месторождений осуществляется проведением различных взаимосвязанных комплексов исследовательских работ:

- геофизических исследований скважин;
- гидродинамических исследования скважин;
- текущая промысловая информация;
- геохимические исследования;
- геофизические исследования и работы в скважинах.

К ключевым методам регулирования разработки месторождения относятся следующие мероприятия:

- изменение режимов работы нефтедобывающих скважин на основе изменения темпов отборов пластового флюида, отключение высокообводненных скважин и скважин с предельными значениями газового фактора;
- дополнительная перфорация, проведение обработок скважин и призабойной зоны пласта, проведение операций по гидравлическому разрыву пласта;
- ограничение притока воды и газа установкой цементных мостов, использованием гелей, механических устройств;
- выравнивание профиля притока нефти, а также газа;
- изменение (переперфорация) интервалов перфорации;
- уплотняющее бурение и бурение боковых стволов.

Задача регулирования разработкой сводится, в основном, к контролю и управлению всеми процессами, происходящими в пористой среде при фильтрации в ней жидкости и газа (изменение давления, температуры, газосодержания, направления фильтрационных потоков жидкости и газа).

Регулирование процесса разработки – это целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

Широкий диапазон изменения особенностей геологического строения, фильтрационных и коллекторских характеристик продуктивных пластов месторождений, физико-химических свойств углеводородов исключают возможность предложения единого метода регулирования их разработки.

Основным методом разработки объектов Восточной Сибири остается метод вытеснения нефти водой. Это самый сложный технологический процесс, на который влияют физико-геологические факторы (неоднородность строения залежей, размер залежей, наличие водонефтяных зон, капиллярные процессы), технологические факторы (параметры сетки скважин, темп отбора, состояние и условия заводнения).

Выбранный вариант предусматривает максимально возможную интенсификацию разработки. Основные мероприятия по регулированию процесса разработки включают в себя заводнение и интенсификацию нефтедобычи методами воздействия на призабойную зону пласта (ГРП, ОПЗ).

Наиболее эффективным способом интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов является многостадийный гидравлический разрыв пласта. Технологию проведения ГРП на месторождении планируется испытать по результатам испытания на вновь вводимых проектных скважинах.

Подбор технологий ОПЗ планируется осуществить, используя положительный опыт ближайших месторождений.

С целью воздействия на ПЗП предполагается применение кислотных методов интенсификации добычи нефти при сравнительно небольшой обводненности продукции скважин, с увеличением обводненности – кислотных составов в сочетании с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции.

Кроме того, предполагаются изоляция или ограничение притока воды в нефтяные скважины, а также применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на применении потококорректирующих составов (ПАВ, ВУС, ВУГ).

Применение мер по поддержанию пластового давления и увеличению извлечения нефти из нефтяной оторочки позволит извлечь в том числе и финансовую выгоду. Экономический эффект при этом распространяется как на компанию-оператор, так и на государство, которое получает доход в виде налогов.

В условиях макроэкономического давления вниз на цены на нефть в уязвимом положении оказываются как компании, уже вложившиеся в строительство инфраструктуры и поверхностного обустройства, так и государство, значительную часть бюджета которого составляют поступления от продажи углеводородного сырья. Компании, допустившие значительные капитальные затраты при завышенных прогнозных ценах на нефть, в результате оказываются быть вынужденными оптимизировать и изменять изначальные планы по разработке месторождений для максимизации прибыли в краткосрочный период для того, чтобы окупить построенную инфраструктуру. Таким образом, оптимизация разработки уже существующих объектов является реальной возможностью нивелировать потери снижения цен на нефть и газ.

Далее будет рассмотрено экономическое обоснование эффективности применяемых мер по оптимизации разработки месторождения.

5.2 Технико-экономическое обоснование эффективности оптимизации разработки нефтяной оторочки месторождения

5.2.1 Южная зона

При выборе оптимального дебита закачки воды важен и баланс между недо- и перекомпенсацией. При перекомпенсации дебиты нефти сразу перед прорывом воды существенно превышают недокомпенсации, однако итоговое извлечение нефти ниже. Найти оптимальный коэффициент компенсации решено с помощью максимизации изменения дисконтированного финансового результата. Расчеты велись с учетом исходных данных, представленных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Средняя плотность нефти, кг/м ³	830
Налог на прибыль	16.5%
Ставка дисконтирования	15%
Переменные расходы по подъему жидкости, руб./м ³	1.80
Переменные расходы по подготовке воды, руб./м ³	23.47
Переменные расходы по подготовке нефти, руб./тн.	31.47
Переменные расходы по транспортировке нефти, руб./тн.	9.78
Стоимость оптимизаций нефтяного фонда, руб./шт	2 700 000
Цена нефти, USD/ баррель	40
Обменный курс, RUB/USD	60
Коэффициент барреляжа	7.45
Прогнозная цена нефти (экспорт)	17 880
Экспортная пошлина, руб./тн.	3 723

Были рассчитаны изменения чистого дисконтированного финансового результата в зависимости от коэффициента компенсации, года, на который оценивается финансовый результат (Рисунки 5.1-5.2.).

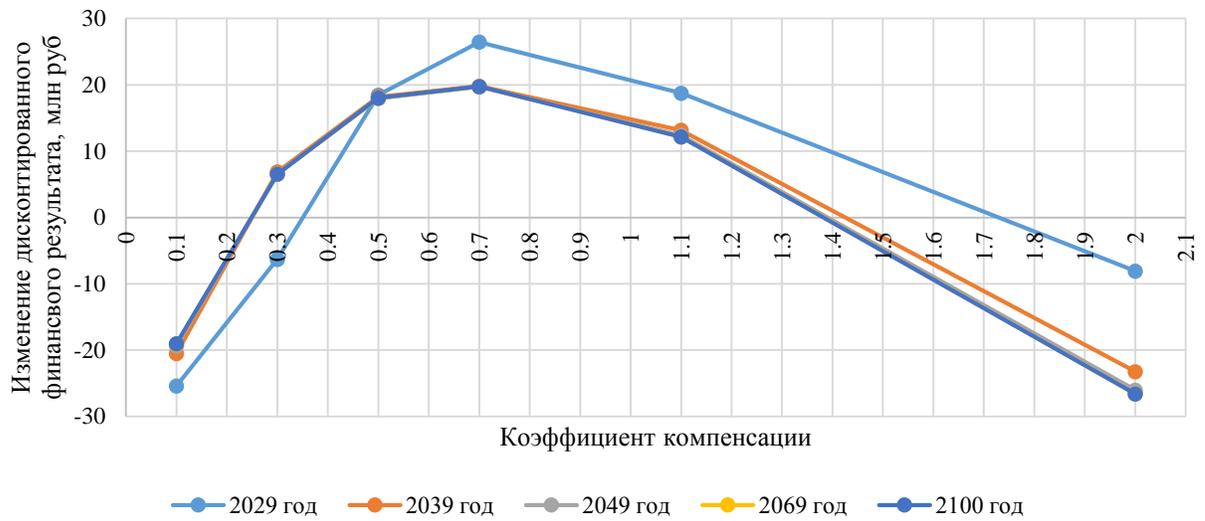


Рисунок 5.1 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата.

Вязкость закачиваемой воды в пласте 2 сПз

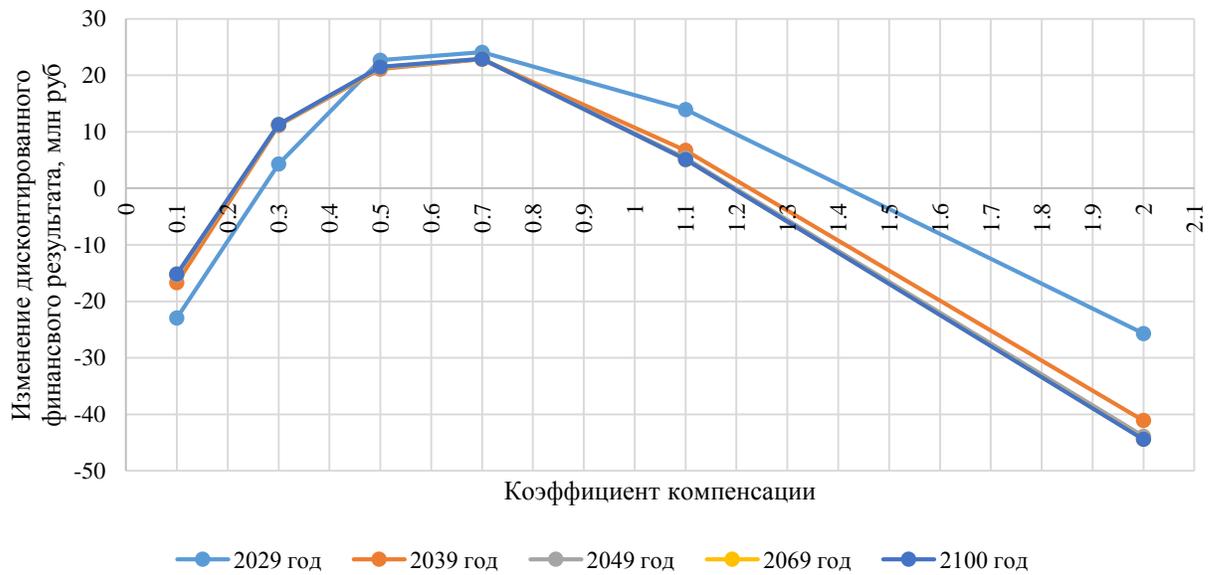


Рисунок 5.2 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата.

Вязкость закачиваемой воды в пласте 0.91 сПз

Оптимальным режимом нагнетания является недокомпенсация с коэффициентом компенсации 0.7. Это значение малочувствительно к изменению вязкости закачиваемой воды в пласте, то есть от эффекта рассоления. Максимизация чистого дисконтированного финансового результата происходит в 2039 году. Затем этот показатель снижается. В целом, при оптимальном коэффициенте компенсации изменение чистого дисконтированного финансового дохода к 2039 году составляет примерно 20 миллионов рублей и мало зависит от эффектов рассоления закачиваемой воды в пласте.

5.2.2 Северная зона

В случае перевода скважин в ППД неизбежно возникают потери добычи, которых бы не было в случае истощения резервуара.

В случае высокой вязкости воды в пласте все проекты по заводнению оказываются убыточными из-за высоких потенциальных потерь добычи нефти в первые годы после перевода скважин в ППД (Рисунки 5.3-5.6.).

В результате все переводы скважин в ППД являются неэффективными. Однако при их переводе через некоторое время (через пять лет) уменьшает степень убыточности проекта перевода скважин в ППД.

Закачка газа в газовую шапку имеет негативный экономический эффект (Рисунок 5.7.)

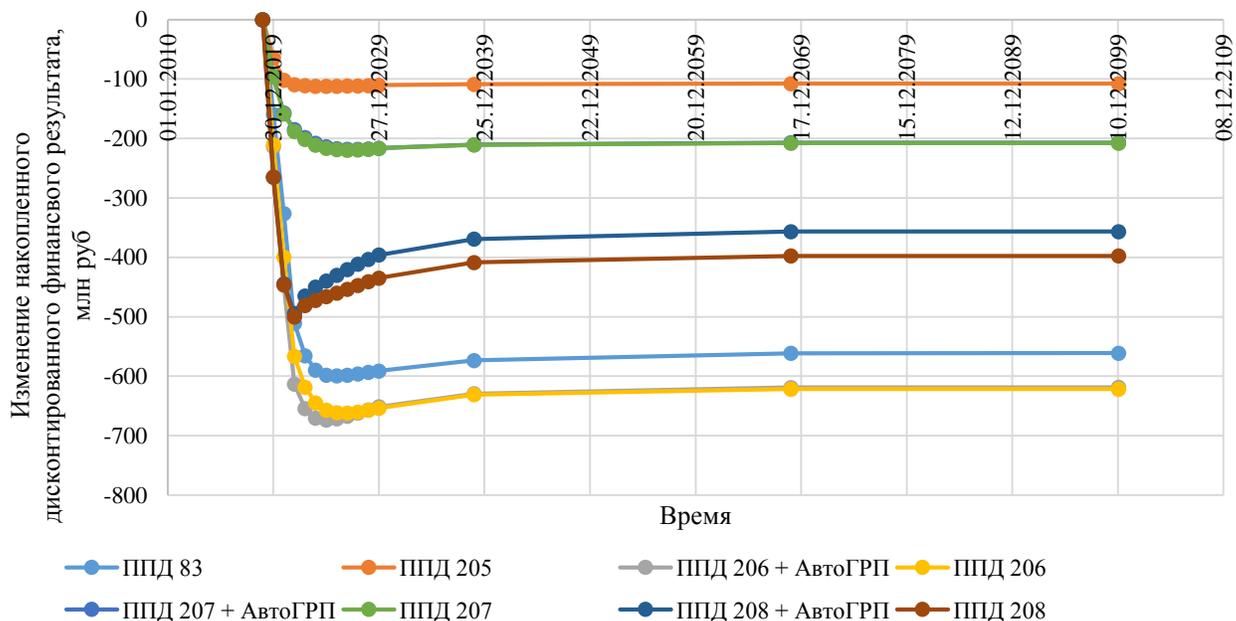


Рисунок 5.3 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата со временем. Реализация 1. Вязкость закачиваемой воды в пласте 2 сПз

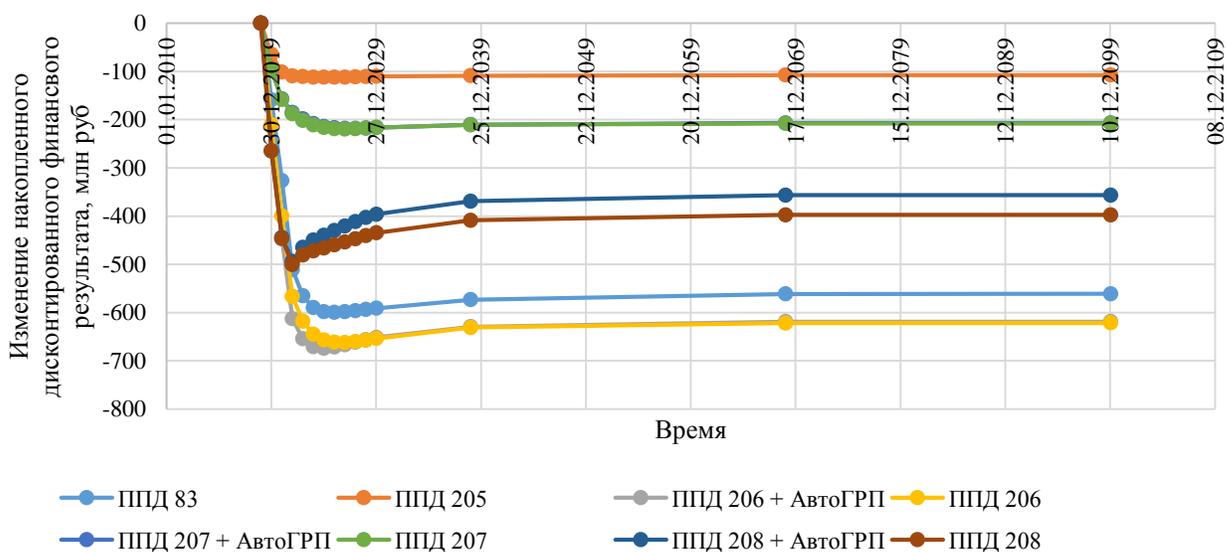


Рисунок 5.4 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата со временем. Реализация 2. Вязкость закачиваемой воды в пласте 2 сПз

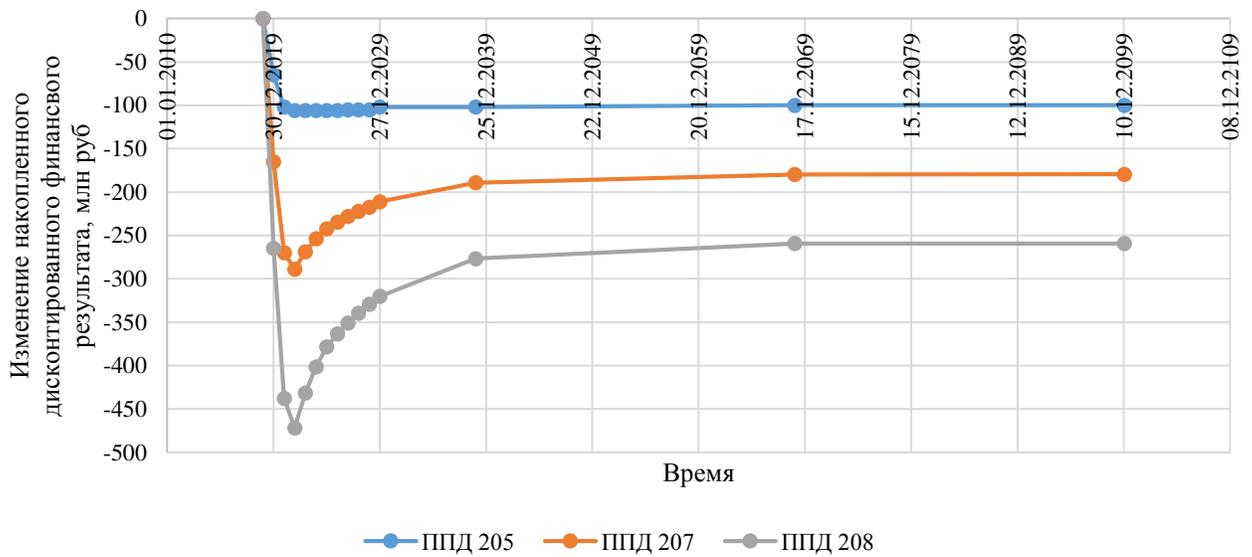


Рисунок 5.5 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата со временем. Реализация 1. Вязкость закачиваемой воды в пласте 0.9 сПз

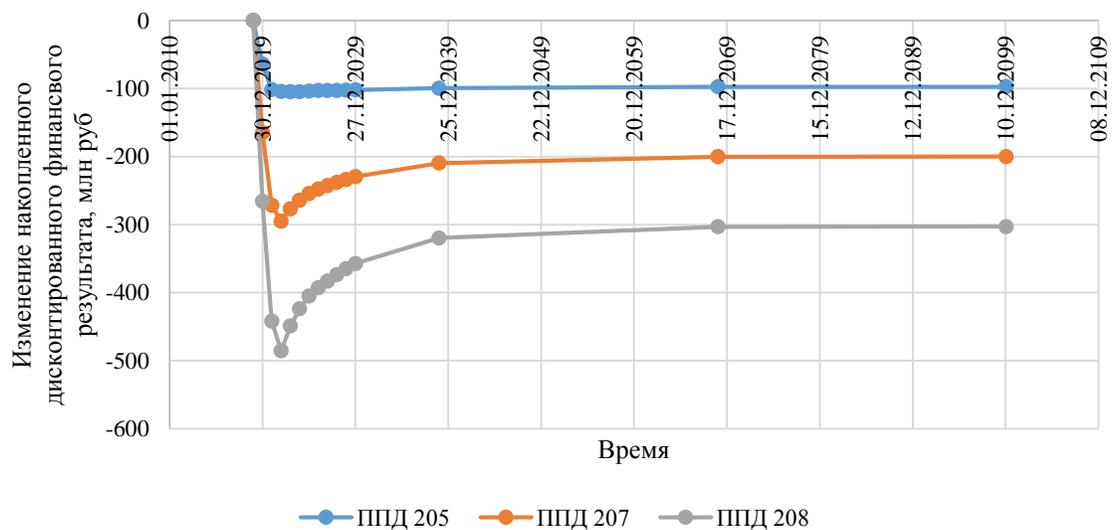


Рисунок 5.6 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата со временем. Реализация 2. Вязкость закачиваемой воды в пласте 0.9 сПз

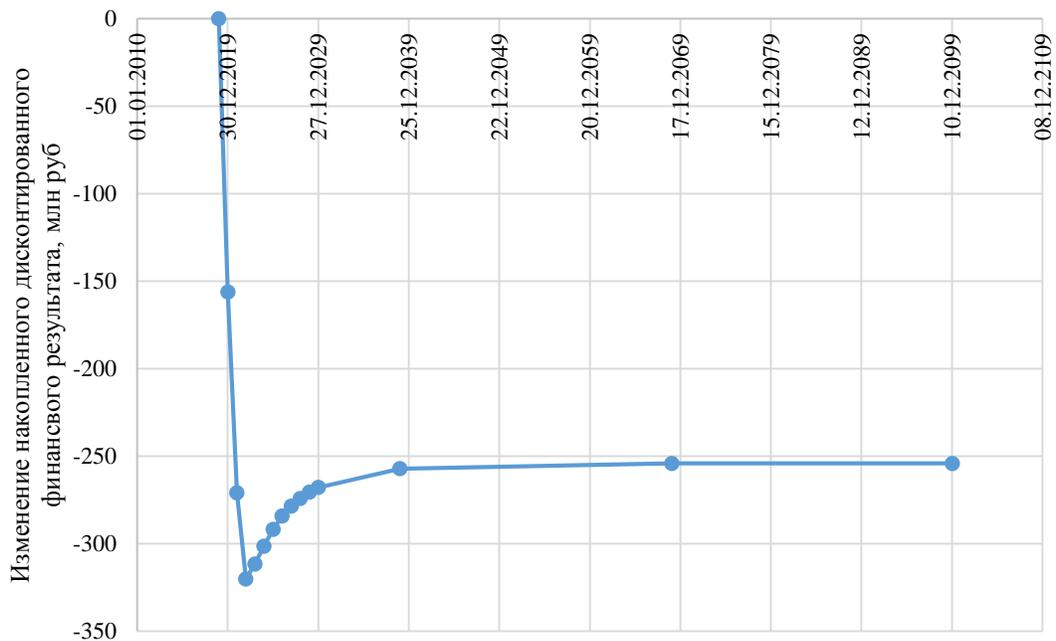


Рисунок 5.7 – Изменение чистого дисконтированного финансового результата со временем. Реализация 2. Дебит закачки газа 70000 м³/сут, забойное давление 200 атм

6 Социальная ответственность

6.1 Мероприятия по охране недр, окружающей среды и человека при эксплуатации скважин

С целью обеспечения охраны недр, окружающей среды и человека при эксплуатации месторождения рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

- осуществлять систематический контроль за герметичностью обсадных труб скважин, нефтепроводов, водоводов, резервуаров, за состоянием обваловок нефтепромысловых объектов. Не допускать разливов нефти, сточных вод и химреагентов вокруг скважин и загрязнения приустьевых зон;

- проводить плановую проверку фонда скважин на герметичность с использованием комплекса геофизических исследований для определения заколонных перетоков;

- особое внимание должно быть уделено контролю за пресноводными горизонтами в целях экологически безопасной эксплуатации скважин. Комплекс ГИС (геофизических исследований) по контролю за пресноводными горизонтами включает: шумометрию скважин; термометрию высокочувствительным термометром (ВТ); акустический метод (АКЦ); радиоактивный метод (СГДТ). Все эти исследования необходимо проводить систематически один раз в два года;

- производить своевременный ремонт и замену водоводов сточных вод, использовать эффективные ингибиторы коррозии;

- использовать металлические емкости для сбора сточных вод и нефти при ремонте скважин и исследовательских работах;

- руководствоваться правилами ликвидационного тампонажа при ликвидации скважин, выполнивших свое назначение. Устраивать цементные мосты в водоупорных породах;
- не допускать сброс загрязняющих веществ с территории нефтепромысловых объектов с паводковыми водами;
- не допускать разливов нефти, сточных вод и химических реагентов вокруг скважин и загрязнения приустьевых зон;
- анализировать качество пластовой воды водоносных горизонтов и грунтовых вод согласно требованиям по контролю за качеством пресных вод, почв и грунтов;
- осуществлять полный контроль труб неразрушающим методом с выбраковкой труб с дефектами или их устранение;
- соблюдать требования СНиП, ТУ и других документов, отклонение от которых запрещается;
- обеспечивать контроль изоляции при укладке трубопроводов;
- применять электрохимзащиту и антикоррозионные реагенты;
- при аварийном разливе нефти на поверхность земли или в водные объекты следует в момент обнаружения утечки оповещать в оговоренном виде органы государственной власти и местного самоуправления о свершившихся разливах нефти и нефтепродуктов. Необходимо организовать работу по локализации розливов нефти и их ликвидации;
- в случае попадания нефти на поверхность водного объекта, она должна быть локализована, собрана способами, которые являются безвредными для обитателей водных объектов (рыб, водорослей, растений. Млекопитающих, земноводных, птиц и т.д.) и не оказывающими пагубного влияния водоснабжение населения о промышленных объектов. Нефть должна быть отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения. Участок разлива

должен быть обвалован, земля очищена от углеводородов, возвращена на место, рекультивирована.

Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций сводятся в первую очередь к соблюдению требований промышленной и экологической безопасности:

- производить вскрытие пластов при установленном на устье противовыбросовом оборудовании (ПВО) с применением жидкости для промывки/газа для продувки скважины в соответствии с техническим проектом на строительство скважины. Противовыбросовое оборудование, а также его обвязка монтируются в соответствии с типовыми схемами, согласованными с воензированной частью по предотвращению и недопущению возникновения открытых фонтанов газа и нефти фонтанов и с территориальным округом Ростехнадзора;

- производить выбор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 по максимальному избыточному внутреннему давлению и необходимому диаметру пропускного отверстия;

- осуществлять подогрев паром и утепление на зимний период всех узлов противовыбросового оборудования (основной пульт, превенторы, блок дросселирования и дегазации);

- производить опрессовку обсадных колонн, несущих противовыбросовое оборудование, согласно требованиям «Инструкции по испытанию скважин на герметичность» до спуска в скважину, после цементирования колонны, периодически в процессе бурения через каждые 50 спускоподъемных операций;

- предусмотреть уровнемеры и расходомеры для обнаружения притоков в скважину;

- оборудовать устье скважин фонтанной арматурой, герметизированными трубопроводами для исключения загрязнения при испытании скважин и замерными металлическими емкостями для учета дебита пластовых флюидов;

- предусмотреть превентивные мероприятия: покрытие гидроизоляцией всех загрязненных площадок, устройство обваловок по периметру буровой площадки (объекта), котлованов и амбаров (высота вала 1 м), покрытие стенок и дна этих сооружений гидроизолирующим слоем;

- оснастить объекты системой контроля радиационной, химической обстановок, обнаружения взрывоопасных концентраций при строительстве скважин.

Помимо этого, предприятия в обязательном порядке должны иметь в наличии документацию по противоданной безопасности, включая:

- фактическую схему обвязки устья скважин ПВО;
- паспорта на ПВО, колонную головку, вакуумный дегазатор;
- план на вскрытие продуктивных горизонтов и дальнейшее бурение скважины;
- перечень мероприятий по безаварийной проводке скважин;
- инструкцию по практическим действиям буровой бригады в случае возникновения нефтегазопроявлений;
- график проведения учебных тревог «выброс»;
- перечень мероприятий по предупреждению истирания промежуточных колонн, несущих противовыбросовое оборудование.

Недропользователь обязуется обеспечить консервацию либо ликвидацию буровых скважин, которые не подлежат дальнейшему использованию, а также обязуется обеспечить сохранность тех скважин, которые в дальнейшем могут быть использованы при разработке месторождения либо в иных возможных хозяйственных целях.

Ликвидация либо консервация скважин, указанных выше, производится по инициативе предприятия-оператора и осуществляется в соответствии с

утвержденной проектной документацией в утвержденные с местными органами Ростехнадзора сроки.

В зависимости от причины ликвидации скважины делятся по категориям: I – выполнившие свое назначение; II – по геологическим причинам; III – по техническим причинам; IV – по технологическим, экологическим и прочим причинам.

Состояние устьев скважин контролируется ежегодно силами пользователя недр. В случае, если скважина ликвидирована по окончании операций бурения, периодичность проверок устьев скважин – не реже одного раза в год. В случае, если скважина ликвидирована после какого-либо периода по ее эксплуатации, то периодичность проверок устьев скважин – не реже одного раза в два года. При обнаружении неисправностей, негерметичности и т.д. проводится повторная ликвидация скважины согласно утверждённым документам по ликвидации скважины.

Во время всех трех периодов: в ходе строительства скважины, после окончания строительства и в процессе эксплуатации скважина может быть консервирована.

В случае, если скважина находится в консервации после окончания строительства, то частота инспектирования устьев скважин – не реже двух раз в год.

В случае, если скважина находится в консервации в процессе эксплуатации, то частота инспектирования устьев скважин – не реже раза в квартал, если не установлен цементный мост.

6.2 Мероприятия по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа

Выбросы попутного нефтяного газа в атмосферу в нефтедобывающей отрасли происходят в результате технологических операций, осуществляемых при добыче, транспортировке, хранении и подготовке пластовой нефти. Выбросы происходят при стравливании, сжигании попутного нефтяного газа, от предохранительных клапанов емкостей и неплотностей запорной арматуры.

Для обеспечения рационального использования попутного нефтяного газа в соответствии с требованиями, установленными Указом президента Российской Федерации от 30.09.2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» и «Плану мероприятий по обеспечению к 2020 г. сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 г.», утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.04.2014 N 504-р, в разделе 10 настоящего проекта предложены технологические решения по использованию попутного нефтяного газа.

Для уменьшения выбросов парниковых газов предусматриваются следующие мероприятия:

- выполнение проектных решений по использованию попутного нефтяного газа;
- герметизация системы сборки и подготовки газа;
- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;
- применение оборудования заводского изготовления, имеющего сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение;
- соответствие материального исполнения оборудования, труб требованиям нормативных документов;

- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры;
- неукоснительное выполнение требования регламента на эксплуатацию объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью проекта являлось изучение архитектуры резервуара и обоснование оптимизации его разработки. Для этого были выполнены следующие мероприятия:

- проанализирована история добычи месторождения;
- исследованы закономерности падение пластового давления при разработке;
- проинтерпретированы гидродинамические исследования скважин для уточнения строения резервуара;
- решены уравнения материального баланса для выделения зон дренирования;

В результате работы было уточнено геологическое строение резервуара. Основной геологической неопределённостью является связь района скважины 210 и центральной зоной резервуара. Неопределённым является и степень явления рассоления при заводнении. Перевод скважин в поддержание пластового давления имеет пограничный технико-экономический эффект. Для перевода в ППД рекомендуется скважина 82, коэффициент компенсации 0.7. Это может стать пилотным проектом заводнения на месторождении для уточнения эффектов рассоления закачиваемой воды в пласте. Центральная зона месторождения не рекомендуется к заводнению и к закачке газа в газовую шапку.

Перед реализацией проекта заводнения рекомендуется повести наблюдение за разработкой резервуара, обеспечить исследования в виде гидропрослушиваний для уменьшения степени геологической неопределённости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Boge, M. Troll Oseberg Gas Injection. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 1994. – 10 p.
2. Mahendra Pratap, Zahari B. Ibrahim, Mohd. G. Karim. Reservoir simulation study of Baronia field, offshore Sarawak, Malaysia indicates higher Reserves and OIP. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 16-18 October, Brisbane, Australia, 2000. – 22 p.
3. Sabanchin, I. V., Titov, R.V., Petrakov, A. M., Egorov, Yu. A., Lebedev, I.A., Nenartovich, T.L., Starkovskiy, V.A. Physical simulation of gas injection at oil-gas-condensate fields of Eastern Siberia. Neftyanoe Hozyaistvo, 2017. – 5 p.
4. Oleynik, V, Stepanov, N. Optimized approach to develop oil fields with gas caps. Neftyanoe Hozyaistvo, 2012. – 10 p.
5. Bui, T., Forrest, J. K., Tewari, R. D., Henson, R. M., Abu Bakar, M. Improving recovery from thin oil rim by simultaneous downdip gas and updip water injection Samarang Field, Offshore Malaysia. SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Muscat, Oman, 2010. – 12 p.
6. Parrish, M. Jr., Meadows, P. Oil recovery from 17 water-injection projects in Clay, Jack, Montague, and Wise counties, Tex. US Dept. of the Interior, Bureau of Mines, 1965. – 75 p.
7. Hoss, R. L. Factor affecting the performance of water-flood projects in the Denver-Julesburg Basin. Drilling and Production Practice, New York, 1963 – 7 p.
8. Adisoemarta, P. S., Frailey, S. M., Lawal, A. S. Waterflooding: Review of West Texas experience. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 15-17 May, Midland, Texas, 2001. – 4 p.
9. Nolan, W.E., Williams, R.M. Flooding of semi-depleted solution gas reservoir in Fullerton Field. Journal of Petroleum Technology, 1958. – 4 p.

10. Syed, M. Hasan. Flooding of semi-depleted solution gas reservoir in Fullerton Field. *Journal of Petroleum Technology*, 1974. – 6 p.
11. Hayworth, W.R. Water flooding a sandstone reservoir with a mobile gas saturation: Sooner Unit field case history. *Low permeability reservoirs symposium*, Denver, Colorado, 1991. – 6 p.
12. Holmgren, C.R., Morse, R.A. Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 1951. – 6 p.
13. Ligthelm, D.J., Reijnen, G.C.A.M., Wit, K., Weisenborn, A.J., Scherpenisse, V. Critical gas saturation during depressurisation and its importance in the Brent Field. *Offshore Europe*, 9-12 September, Aberdeen, United Kingdom, 1997. – 8 p.
14. Bikram M. Baruah, Keng Seng Chan. Water injection in Brown Field: never too late. *Offshore Technology Conference-Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014. – 12 p.
15. Abd Karim, Mohd Ghazali, Abd Raub, Mohd Razib Bin. Optimizing development strategy and maximizing field economic recovery through simulation opportunity index. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, 2011. – 6 p.
16. Burdakov, D. A., Rukavishnikov, A. P., Tuzovskiy, M. A. East Siberian field waterflood management. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 2015. – 12 p.
17. Rahim Masoudi, Hooman Karkooti, Mohamad B. Othman. How to get the most out of your oil rim reservoirs? *International Petroleum Technology Conference*, 26-28 March, Beijing, China, 2013. – 19 p.
18. Levanov, A., Kobayashv, A., Chuprov, A., Yashchenko, S., Musin, R., Chirgun, A., Svyashchenko, A., Grinchenko, V., Ovchinnikov, A., Burdakov, D., Zimin, S. Evolution of approaches to oil rims development in terrigenous formations of Eastern Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. – 37 p.

19. Johnson, H. D., Krol., D. E. Geological modeling of a heterogeneous sandstone reservoir: Lower Jurassic Staffjord Formation, Brent Field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 16-19 September, Houston, Texas, 1984. – 13 p.
20. Baker, L.E. Three-phase relative permeability correlations. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 16-21 April, Tulsa, Oklahoma, 1988. – 16 p.
21. Smith J. T, Cobb, W. M. Waterflooding. Petroleum Technology Transfer Council (U.S.), Midwest Office, 1997. – 584 p.

A.3 Reservoir pressure analysis

Well tests are provided in each wells more or less regularly with the interval 3-6 months, but sometimes the periods were wider (see figure A.15). Last two years pressure measurements were provided even more frequently.

Based on the reservoir pressure measurements we can conclude that some zones within the reservoir exist. That zones may be separated by lower permeable zones or by non-reservoir.

Following zones can be distinguished (see figure A.16):

- Northern zone (around well 43);
- Southern zone (1, 82);
- Eastern zone (202);
- Central zone (83, 205, 207, 208);
- Several wells either isolated or with lower connectivity to other zones (206, 209, 210, 211).

Pressure declined around the well 43 (northern zone) right after production there started. Despite this fact, pressures in the southern and eastern zones at the start of production was different and declined with different rate. For example, we can see that initial pressure in 2013 near well 202 was about 240 bar while pressure around 43 was about 120 bar. Unfortunately, initial pressure around 1 and 82 is unavailable but it can be guessed that is was also closer to initial reservoir pressure.

Initial pressure around wells 83, 205, 207, 208 was also close to 250 bar (to initial) while the pressure in neighboring regions (1, 82, 202) was considerably lower (100-150 bar). Pressure in the central zone around different wells lies on trend of reservoir pressure fall with rate 30 bar/year.

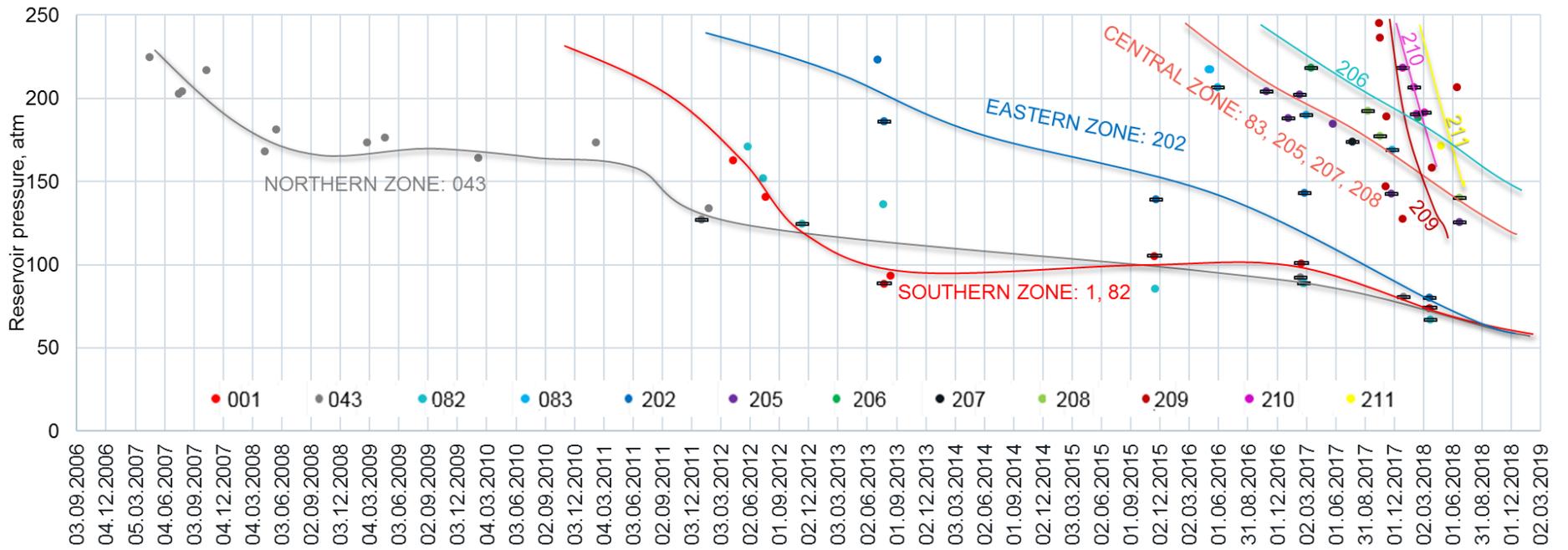


Figure A.15 – Reservoir pressure decline

Dashed dots indicate reservoir pressure measurements with higher degree of confidence

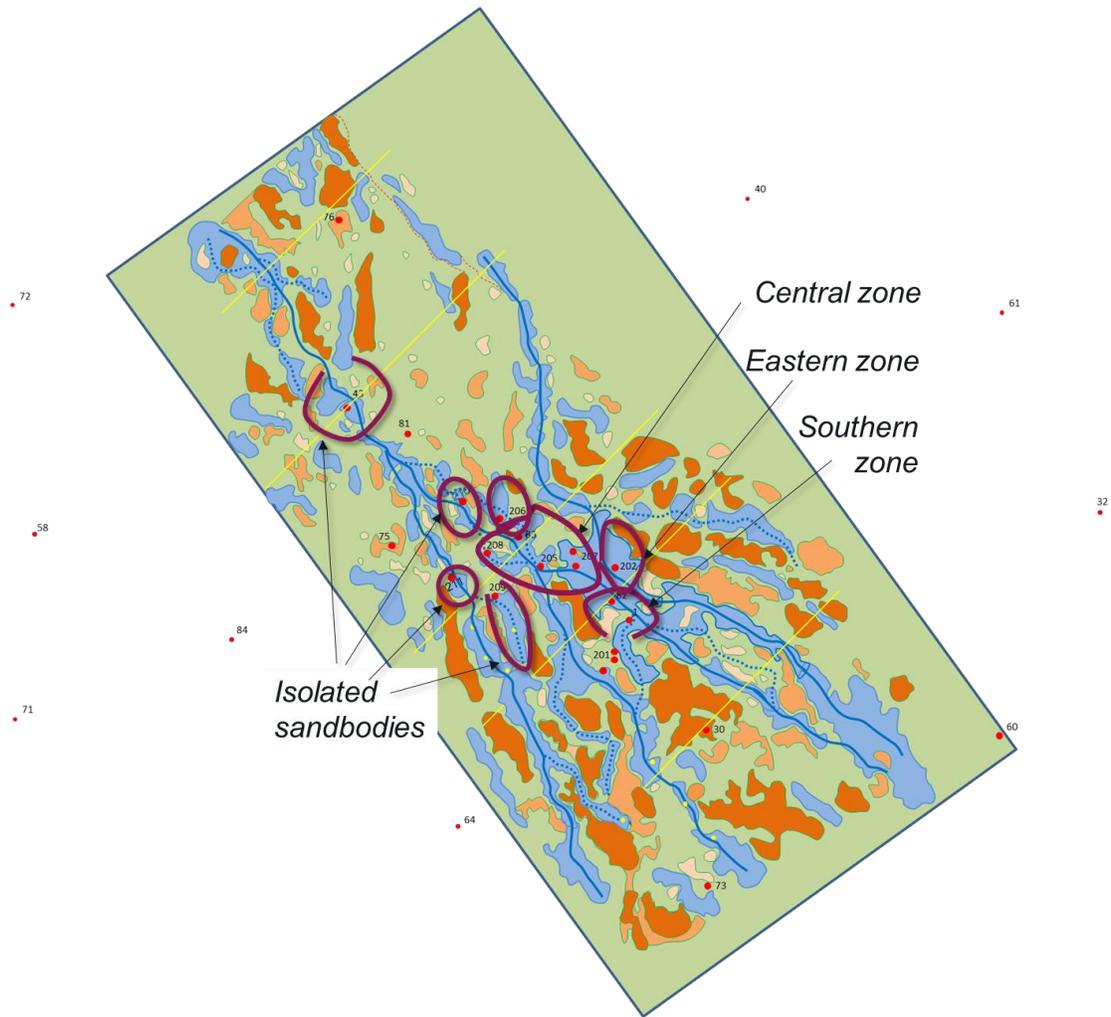


Figure A.16 – Identified reservoir zones

Zone around well 206, which is to the north from the central zone, had initial pressure of 220 bar, which is higher than the pressure in the central zone at this period (190-200 bar). The same time, pressure near 206 was falling with the same rate as in the central zone. This may be by coincidence if production rates in 206 and in central zone were “adjusted” to mask different movable reserves. This will be checked further in material balance studies.

Pressure around wells 209, 210, 211 at the start of production was close to 250 atm. Combined with geoscientists reservoir architecture concepts it may be concluded that these wells are located in isolated lenses. But some doubts exist about 210, 206 and central zone connectivity since they are relatively closely spaced and probably are located on the way of common paleo current flow.

Other approaches will be used to identify reservoir zones connectivity in the next sections.

A.4 Well test interpretation for boundaries

Build-up tests were interpreted for the wells. Operator did not use build-ups for reservoir boundaries identification, or did not systemize them. Thus, during the project reservoir build-up tests were interpreted for reservoir geometry.

Some difficulty exists during interpretation. Reservoir fluid inflow nature remains more or less uncertain. This is due to rare measurements of production history from each well: there is only group measuring unit, individual rates are measured approximately once per month. It is difficult to make adequate pre-history for Horner's method studies. Moreover, inflow composition is important when analyzing build-up tests. Surface gas flow rate, even if it is correctly measured, is not easy to convert to flow in reservoir. Gas inflows from gas cap as free gas is also often an open question. Making mistake in inflow composition, permeability may be assessed wrongly. If permeability was determined incorrectly, then the distance to some boundaries, if they were interpreted, may be inaccurate. Gas influence may lead to permeability overestimation, gas humping signs, wrong boundaries identification.

To overcome this problem, well test with lower amount of gas inflow were prioritized during the process of reservoir characteristics estimation. Usually such build-

ups correspond to earlier measurements. If some boundary is guessed, it should be confirmed by other derivative curves.

Simulated log-log curves for reservoirs with studied parameters (permeability, type and distance to boundary) were used to achieve match with derivative log-log plots build based on well test measurements. Analysis was done using Sapphire® software.

As a result of reservoir geometry interpretation using derivative plots a map of identified boundaries (see figure A.17.) was made.

Generally, most of build-up interpretation indicate channel-shaped reservoir bodies. Duration of build-ups in wells 210 and 211 was not enough to observe late time region. Also no boundaries within adjacent 200-300 meters were identified around wells 207 and 206. Continuous reservoir was found around wells 205 (within investigation radius about 1500 meters) and 82 (investigation radius about 500 meters).

Interpretation gives understanding of reservoir geometry. Sedimentologists concept of lense-shaped sandbodies is confirmed. Also, despite many biases, described above, some notion about the distance to boundaries is obtained. Derivative plot interpretation does not give determination of boundaries orientation. Build-up is a measure of assessment of the distance to the nearest boundaries and not of the bodies size (volume) since no depletion signs was observed. So, only the combination of geoscience and well test results gives the whole geology image.

For sure, if channel-like geometry is interpreted in zones of well 209, southern, eastern, northern zones, zones are remote and that zones show their own reservoir pressure behavior, then chances that they are isolated are high. So, well 202 zone, previously believed as connected to the central zone, seems to be isolated. Even within central zone some degree of heterogeneity is observed.

pressure, identified by well tests. If we observe tolerable match, then reserves can be accepted.

Material balance equation used takes into account gas cap, solution gas in oil, compressibility terms, oil and gas production. Aquifer support is negligible (see section A.5). Oil and gas formation volume factors, gas solubility, oil, gas compressibilities are controlled by reservoir pressure.

Reservoir pressure (material balance – well test) match is controlled by STOIP and GIIP relationship. Higher m (GIIP and STOIP ratio) – less STOIP is “required” to achieve pressure match (gas cap energy compensates solution gas expansion and vice versa). Havlena and Odeh F/E_o vs E_g/E_o well-known plot gives chance to identify m and N (STOIP) directly. Unfortunately, it was not useful due to high level of “pressure noise” and too rare pressure measurements (especially for the central zone, where short period of production is observed). Hence, sensitivity analysis for m and N was done using the method described above (reservoir pressure match).

Also due to pressure measurement biases reservoir pressure may be approximated differently. Pessimistic, optimistic, base cases are considered. Optimistic case corresponds to higher reserves and pressures scatter, vice versa for pessimistic case.

Simulation model provided may be incorrect and it was decided not to trust it until it will be confirmed by material balance studies or denied. When comparing simulation model with material balance results, STOIP and GIIP must not be just taken from the model because the sizes of drainage region are unknown. The sensitivity analysis to region drainage sizes will be provided. It must be emphasized that despite the fact, that simulation model obtained STOIP are very sensitive to applied radius, m is less sensitive to it. This is due to the fact, that m is primarily controlled by the field structure (top, bottom depths), and the structure is pretty steep. m relatively independence from applied radius may be observed in the figures below.

Summarizing, sensitivity to two parameters was made: to oil initially in place reserves and GIIP and STOIP ratio relationship and to the radius of drainage. Also three options of reservoir pressure approximation were provided. Comparing reserves from material balance and simulation model with each other, taking into account well test interpretation results for boundaries, more or less weighted estimation of reserves and drainage radius is possible.

After initial reserves are assessed, then evolution of reservoir drive can be analyzed. Gas cap drive prevail over solution gas drive in all the zones except wells 202 and 43. Solution drive importance increase means, that the reservoir is depleting considerably.

Eastern zone (around well 202), northern (43), southern zone (1, 82), central (83, 205, 207, 208), separate zones around wells 206, 210 were studied separately using described above methodology.

See figures A.18-A.31 for pressure match results and reservoir drive mechanism impact for various zones (if production history was long enough to make such comparison) and for sensitivities studies and reserves adopted. Reserves corresponding to each zone were found. Reserves identified from simulation model and from material balance have appropriate match. From this point of view, simulation model can be considered as correct.

Draining reserves in the southern zone (wells 1, 82) are estimated as 0.400 mln m³ of oil. Combining well test results and material balance lens sizes were obtained: 0.4x1.5 km.

Draining reserves in the northern zone (well 43) are estimated as 0.300 mln m³ of oil. Lens radius is about 300 meters.

Draining reserves in the eastern zone (well 202) are estimated as 0.650 mln m³ of oil. Zone sizes are 500x1500 m.

Draining reserves in zone around well 210 are estimated as 0.150 mln m³ of oil with current oil rim recovery factor 4.5%. Zone around 210 seems to be isolated, but the flowing period of the well was pretty low (five-month production history available only). Since material balance theory assumes instantaneous pressure distributions, then it may happen that the permeability between zones around wells 206 and 210 was just wasn't high enough to confirm they interconnection. It will be shown that due to too short production history several history matching simulation realizations exist. Therefore, this is still doubtful either zone 210 is isolated or not.

Draining reserves in the central zone (well 83, 205, 207, 208) are estimated as 2.100 mln m³ of oil with current oil rim recovery factor 5.7%.

Draining reserves in zone around well 206 are estimated as 2.000 mln m³ of oil according to material balance and much less than 0.700 mln m³ even if a huge gas cap exists above the zone according to simulation model. High degree of mismatch is explained by the fact, that 206 is located closely to central zone and common reserves are being drained. After that, common material balance was done for 206 and central zone. This study gave appropriate amount of STOIP (2.5 mln m³) and GIIP and STOIP ratio (0.37). Recovery factor was found as 6.3%.

Material balance was used as indirect method to assess reserves and sizes of the zones within the reservoir. But in combination with geoscientists concept, reservoir pressure observations, well test interpretations, this indirect method can confirm previous ideas. Northern, southern, eastern zones were confirmed (see figure A.32). Material balance studies have shown that zone around well 206 is connected with the central zone.

Doubts about 210 well and 206 well zones connectivity exist (see above). This misunderstanding and other investigations will be considered during simulation model updates and development optimization further.

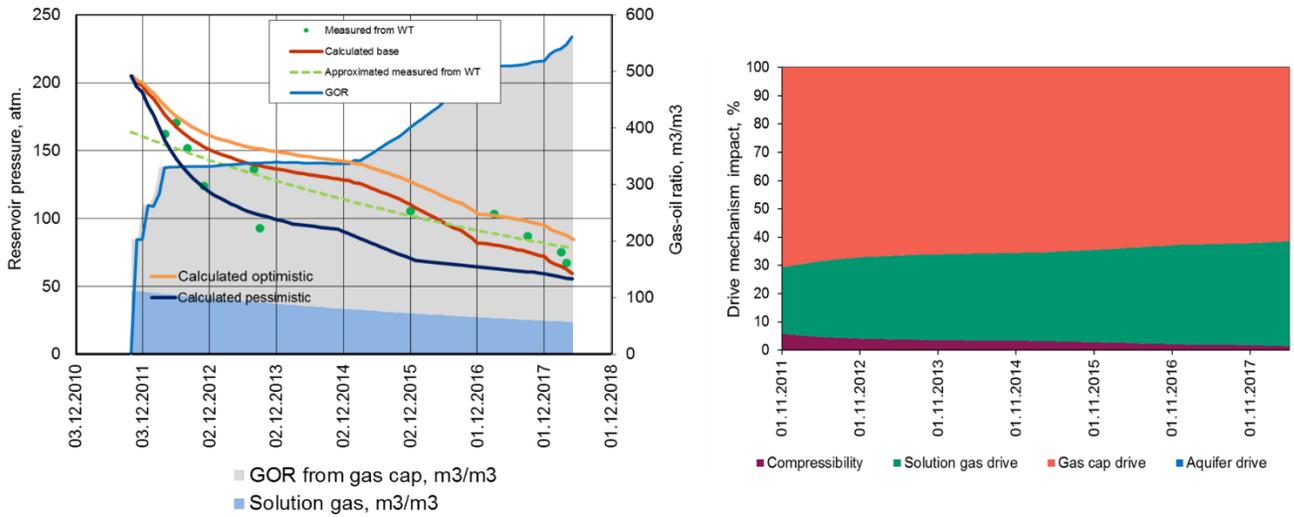


Figure A.18 – Material balance application to the southern zone (wells 1 and 82). On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

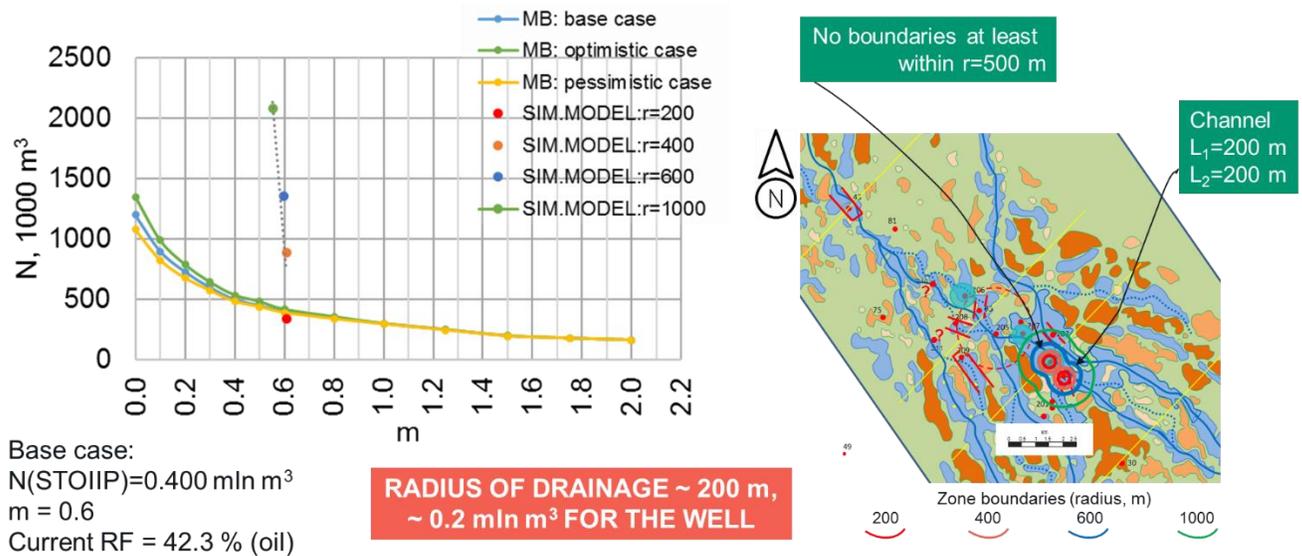


Figure A.19 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the southern zone (wells 1 and 82)

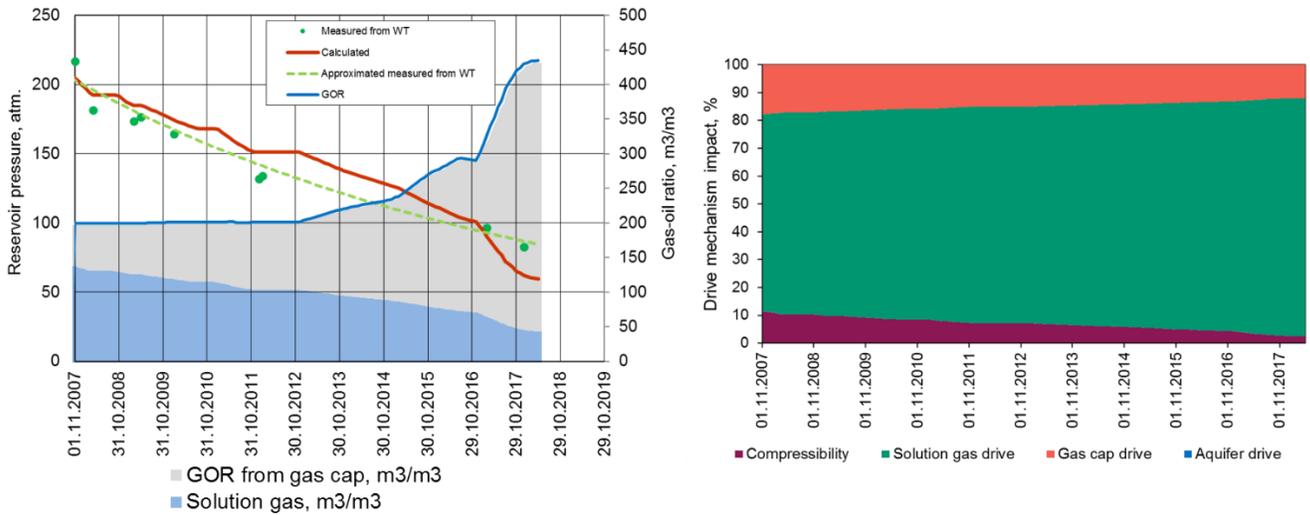


Figure A.20 – Material balance application to the northern zone (well 43). On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

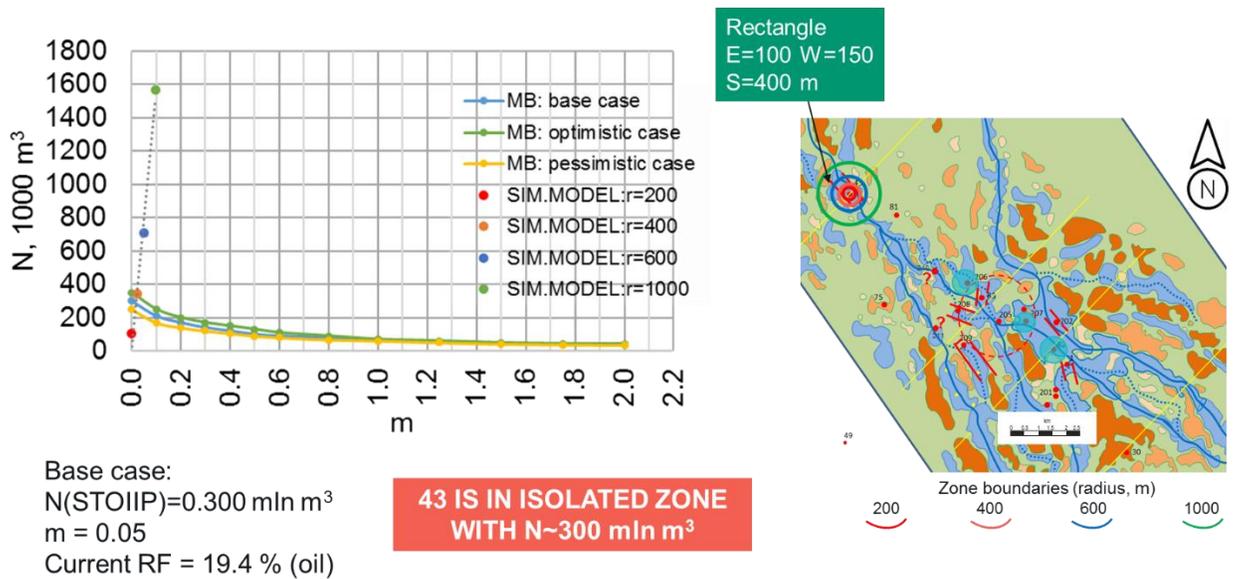


Figure A.21 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the northern zone (well 43)

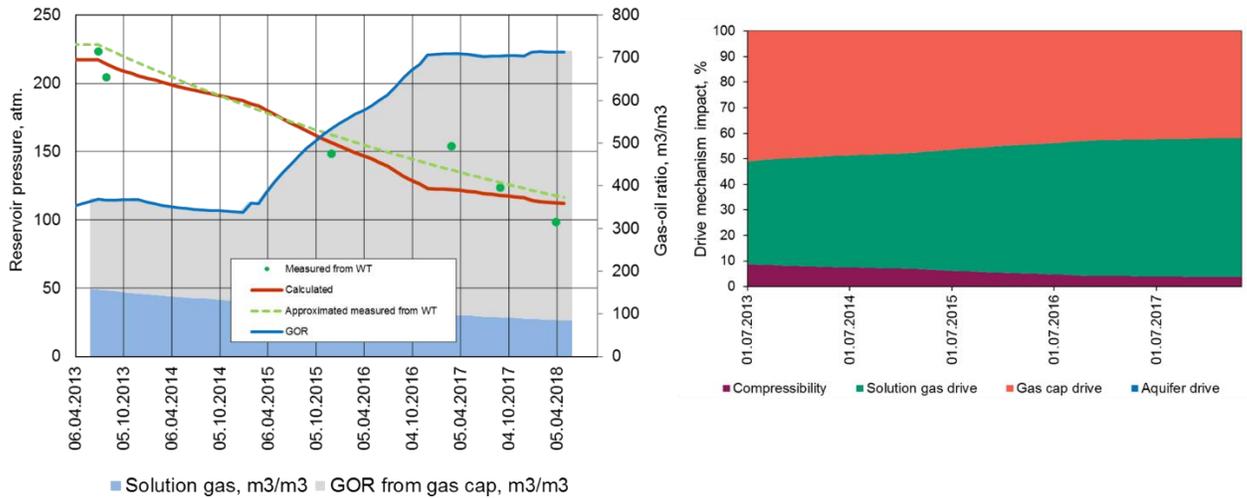


Figure A.22 – Material balance application to the eastern zone (well 202). On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

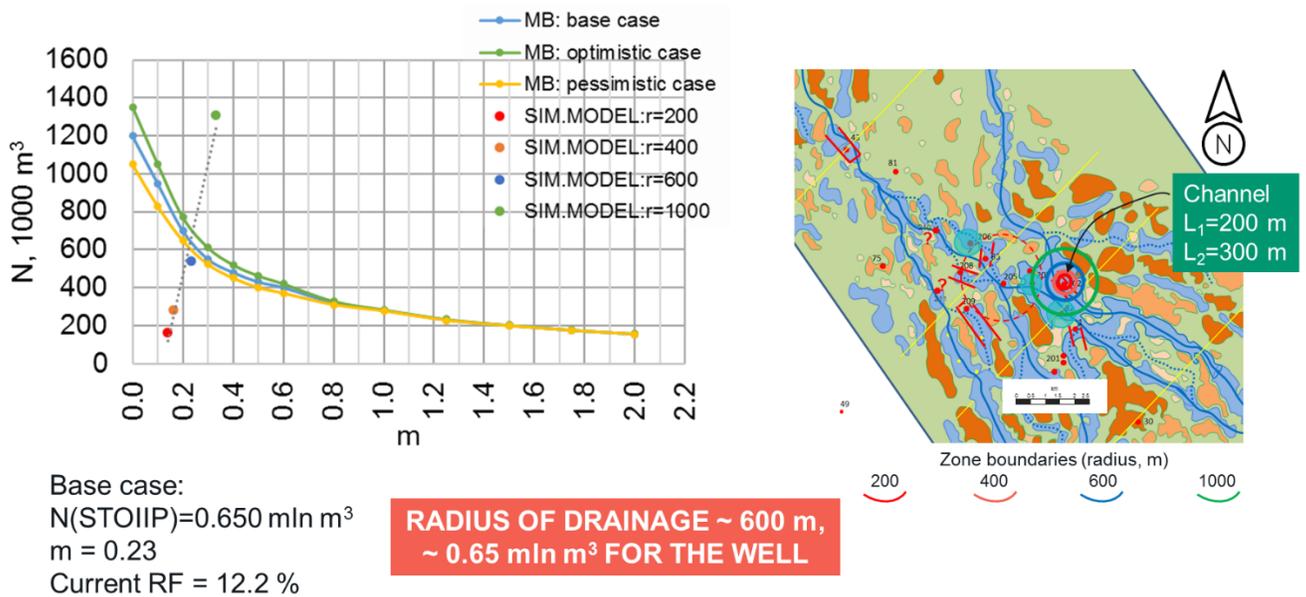


Figure A.23 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the eastern zone (well 202)

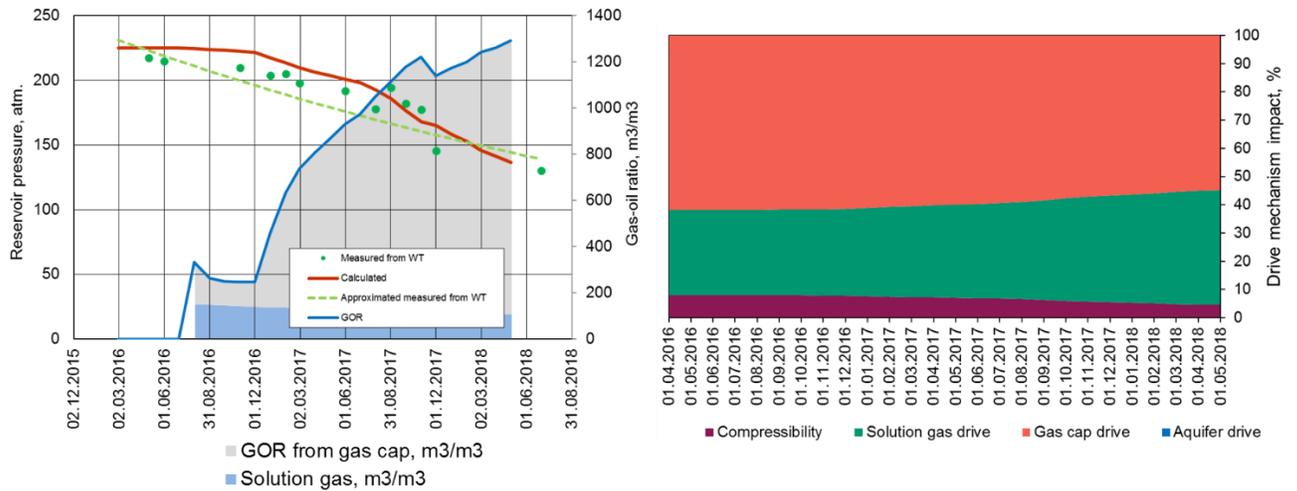


Figure A.24 – Material balance application to the central zone including wells 83, 205, 207, 208. On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

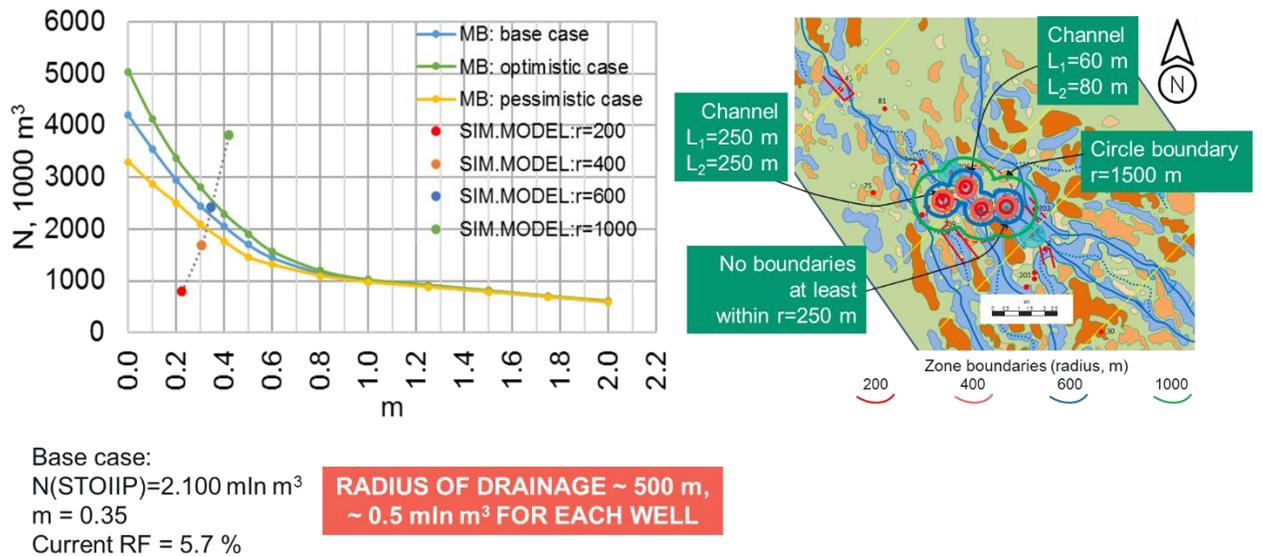


Figure A.25 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the central zone including wells 83, 205, 207, 208

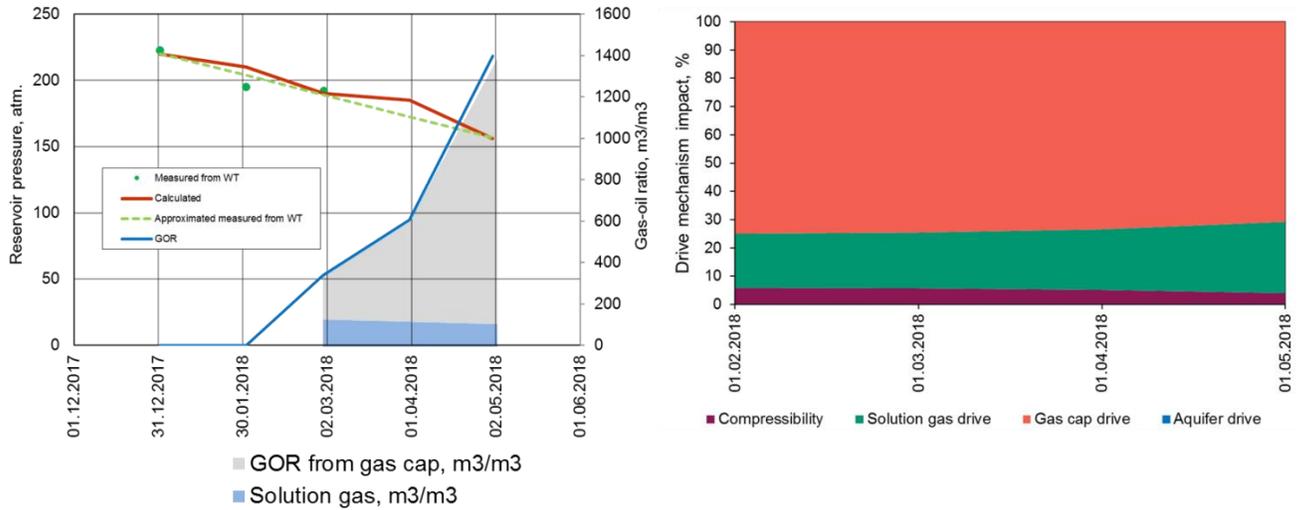


Figure A.26 – Material balance application to the zone around well 210. On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

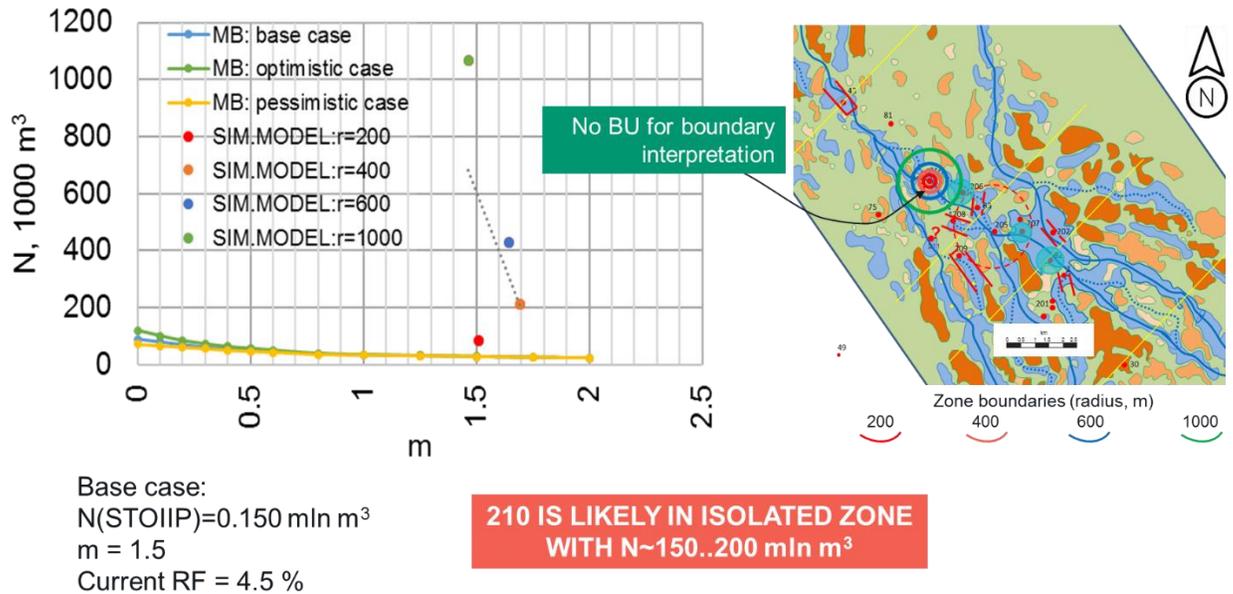


Figure A.27 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the zone around well 210

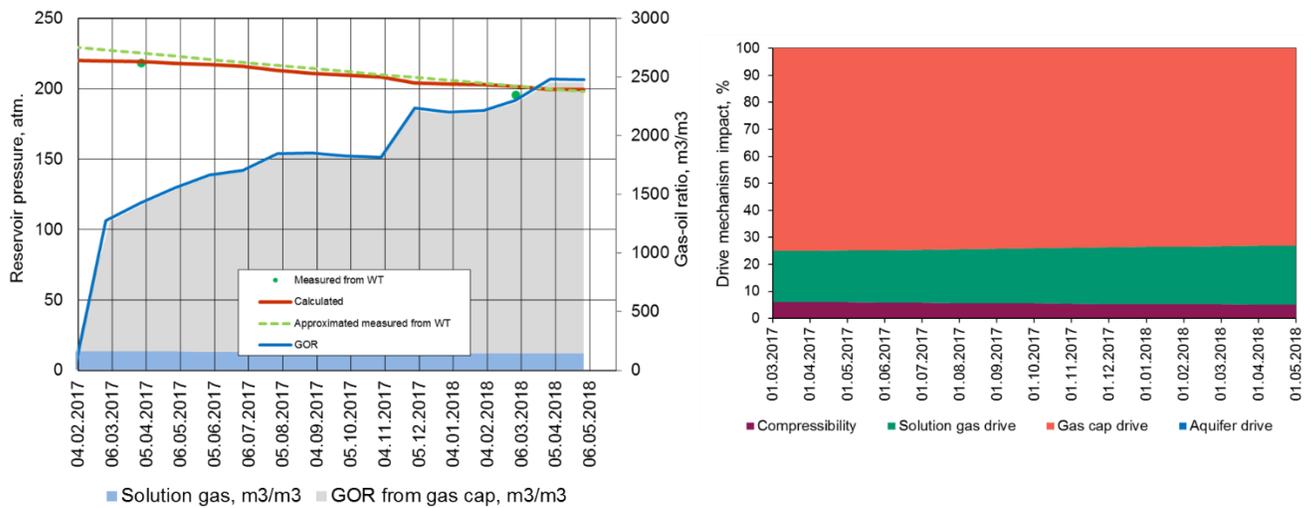


Figure A.28 – Material balance application to the zone around well 206. On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

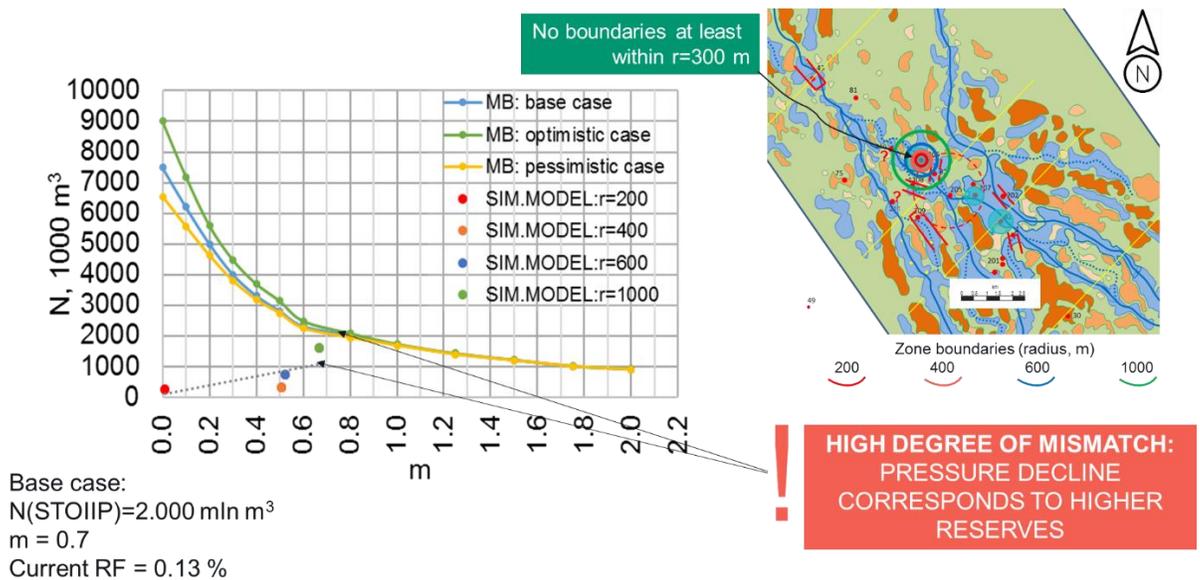


Figure A.29 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the zone around well 206

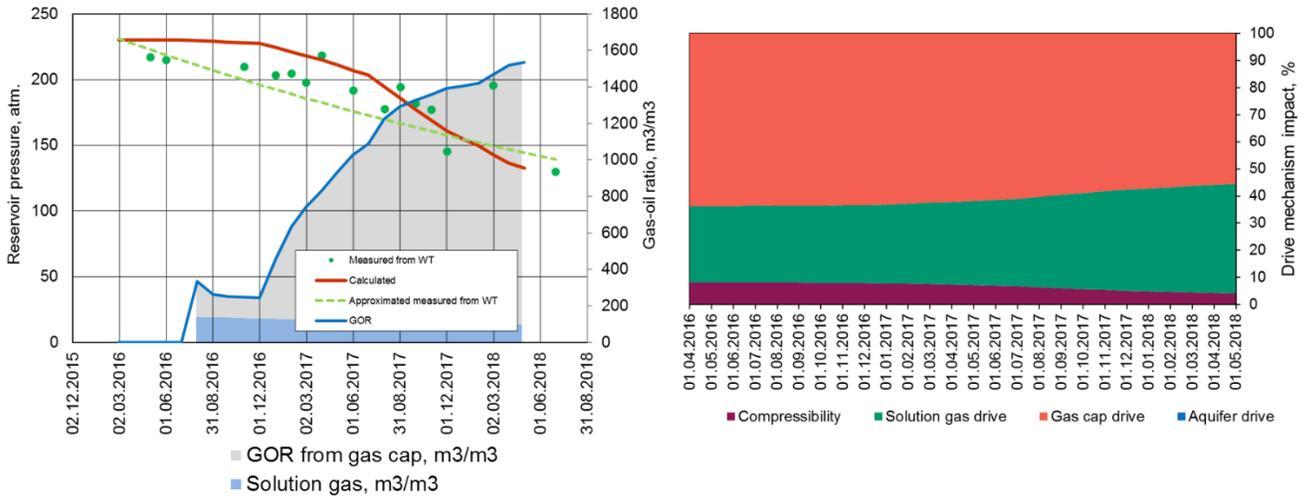


Figure A.30 – Material balance application to the zone including central zone (wells 83, 205, 207, 208) and zone around well 206. On the left – reservoir pressure match results. On the right – reservoir drive impact

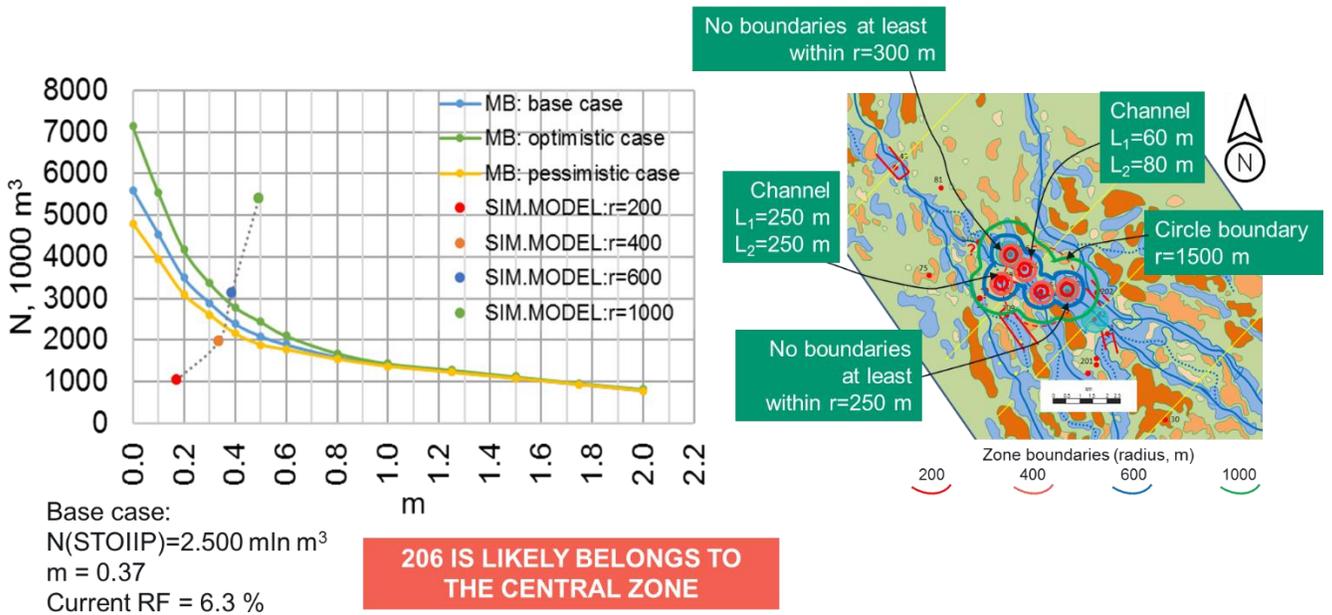


Figure A.31 – Material balance reserves sensitivity and comparison with simulation model applied to the zone including central zone (wells 83, 205, 207, 208) and zone around well 206

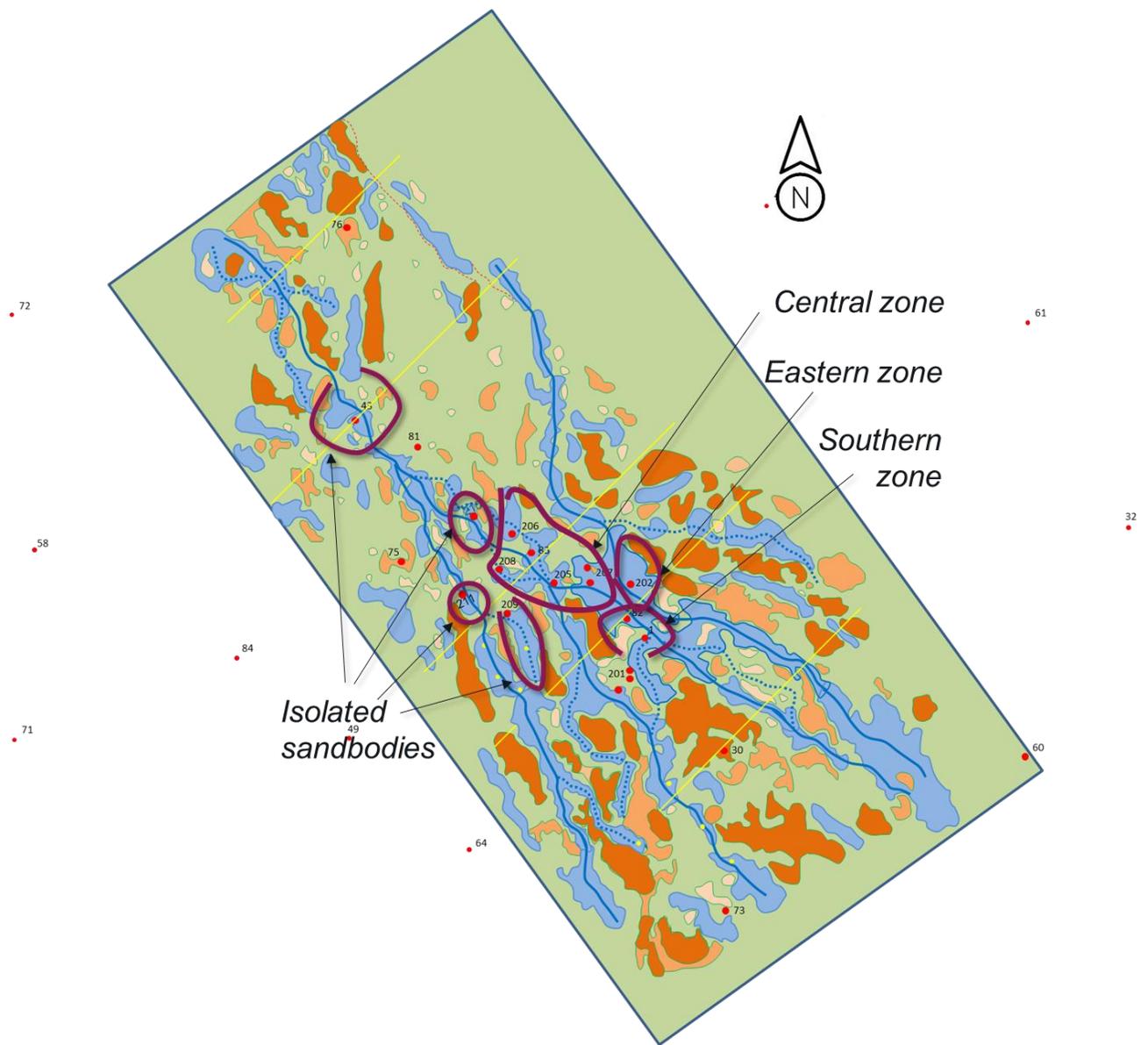


Figure A.32 – Material balance studies for reservoir geometry evaluation results