

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация прокси-модели горизонта Ю-1 с применением записей датчиков термоманометрической системы для подбора геолого-технических мероприятий в пределах центральной части Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 622.276:55.002.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Гатауллина Аниса Руслановна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Деева В.С.	к.т.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
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки
(специальность)

21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ГРНМ

_____ Чернова О.С.

(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
2ТМ51	Гатауллиной Анисе Руслановне

Тема работы:

Оптимизация прокси-модели горизонта Ю-1 с применением записей датчиков термоманометрической системы для подбора геолого-технических мероприятий в пределах центральной части Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

24.07.2017, 6174/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.08.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Материалы по Крапивинскому месторождению, полученные в рамках работы над магистерской диссертацией в ОАО «ТомскНИПИнефть».

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор по литературным источникам, анализ разработки участка, анализ эффективности проведенных ГТМ, анализ добычи с целью определения оптимальной схемы уточнения пластовых данных для дальнейшей адаптации прокси-модели горизонта Ю-1 центральной залежи месторождения и планирования ГТМ. Обсуждение результатов выполненной работы.
Перечень графического материала	Обзорные карты, карты распределения давлений, карты пористости и проводимости коллектора Ю ₁ ³ района исследований.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Мищенко М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Литературный обзор	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.06.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Деева В.С.	к.т.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Гатауллина Аниса Руслановна		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Гатауллиной Анисе Руслановне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Литературные источники
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Методические указания ОАО «ТомскНИПИнефть» по расходованию ресурсов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Система налогообложения РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИ	Расчет ЧДД проводимых операций, финансовый менеджмент
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Применение методики Экономидеса
3. Формирования плана и графика разработки и внедрения НИ	Предложение методик по планированию ГТМ на участке
4. Рекомендации по методике планирования расходования бюджета в рамках применения результатов НИ	Заключение по ресурсоэффективности проекта и предложенных в рамках НИ методик

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Гатаулина Аниса Руслановна		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Гатауллиной Анисе Руслановне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вредные факторы, механические средства работы, рабочая зона) и область его применения.	Рабочее место инженера ОАО «ТомскНИПИнефть», расположенное на территории Томской области, г.Томск, представленное индивидуальным рабочим столом и персональным компьютером.
Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме Безопасность труда, Пожарная безопасность	СанПин, ГОСТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Производственная безопасность 1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	По ГОСТ 12.0.003-74 определены вредные производственные факторы: – повышенная пульсация светового потока; – спектры излучения от дисплеев: ультрафиолетовые, рентгеновские, инфракрасные области; – повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и системного блока; – загрязнение воздуха пылью; – повышенный уровень шума на рабочем месте;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей	– величина напряжения (опасная в электрической сети, в результате

последовательности - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	замыкания которой возможны травмы человека; – опасность возникновения пожара.
3. Охрана окружающей среды: – устранение бытовых отходов; – 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.	Задача в случае охраны окружающей среды представляет собой устранение бытовых отходов, таких как вышедшие из строя ЭВМ и ртутных загрязнителей – непригодных для дальнейшей эксплуатации люминесцентные лампы.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможная ЧС на объекте – возникновение пожара. Факторы, приводящие к пожарам: перегрузки на линиях электросети, замыкания, деизоляция проводника.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Высокая производительность труда при минимальных физических и психических напряжениях, а также максимальном удобстве обеспечивается в случае правильно организованного рабочего места. При выполнении работ рабочие должны следовать требованиям

	по охране труда и производственной безопасности.
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Гатауллина Аниса Руслановна		26.06.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 48 рис., 18 табл., 41 источник, 5 прил.

Ключевые слова: разработка месторождения, Крапивинское нефтяное месторождение, терригенные коллекторы, планирование ГТМ, анализ добычи, ГРП.

Объектом исследования является разработка горизонта Ю-1 центральной залежи Крапивинского нефтяного месторождения

Цель работы – определение оптимальной методики адаптации прокси-модели горизонта Ю-1 центральной залежи Крапивинского нефтяного месторождения с помощью динамических данных датчиков ТМС для дальнейшего планирования ГТМ на участке.

В процессе исследования проводились анализ текущего энергетического состояния объекта, анализ разработки участка с ввода в эксплуатацию, анализ добычи, адаптация прокси-модели.

В результате исследования были получены адаптированная прокси-модель пласта Ю₁³ центральной залежи месторождения на основании интерпретации вышеуказанных данных, оптимальная методика планирования ГТМ на объекте, оценка экономического эффекта предлагаемого подхода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: прокси-модель (однослойная) построена на базе двухфазного симулятора в составе ПК «РН-КИН», являющегося основным инструментом при планировании и анализе разработки, а также базой для всех промысловых данных, что способствует централизованной работе над объектом. Анализ добычи выполнен с помощью ПО «Toraze», позволяющего интерпретировать большие массивы данных длительных записей датчиков ТМС. Входные данные прокси-модели ПК «РН-КИН» были отрегулированы согласно проведенному анализу добычи.

Степень внедрения: на полученной прокси-модели были рассчитаны потенциалы скважин-кандидатов на будущие ГРП.

Область применения: планирование ГТМ, анализ текущего состояния объекта, оценка параметров разработки месторождения, факторный анализ.

Экономическая эффективность/значимость работы: адаптированная прокси-модель позволяет проводить оценку стоимости планируемых ГТМ на основании реальных данных, тем самым минимизируя затраты на проведение незначимых ГТМ.

В будущем планируется адаптация нагнетательных скважин участка с применением методики ручной задачи параметров трещин авто ГРП.

ABSTRACT

The object of the study is the development of the U-1 formation of the central part of the Krapivinskoye oil field. The aim of the work is to determine the optimal methodology for adapting the proxy-model of the U-1 formation in the central part of the Krapivinskoye oil field using dynamic data from the TMS sensors for further stimulation planning.

During the research, the current energy state of the object, the analysis of the development of the object from commissioning stage, analysis of production, adaptation of the proxy model were performed.

As a result of the study, an adapted proxy model of the U_1^3 reservoir of the central part of the field was obtained on the basis of interpretation of the above data; the optimal technique for planning stimulations at the object, and assessing the economic effect of the proposed approach were obtained.

The main design, technological and technical and operational characteristics: the proxy-model (single layer) is built on the basis of a two-phase simulator as part of the "RN-KIN" PC, which is the main tool for planning and analysis of development, as well as a base for all field data, which contributes to the centralized work on the object. Analysis of production was carried out with the help of the software "Topaze", which allows to interpret large data sets of long-term records of TMS sensors. Input data of the proxy model of PC "RN-KIN" were adjusted according to the analysis of production.

Degree of implementation: potentials of candidate wells for future fracturing were calculated on the obtained proxy-model.

Scope: stimulation planning, analysis of the current state of the object, estimation of the field development parameters, factor analysis.

Economic efficiency / significance of the work: an adapted proxy model allows estimating the cost of the planned stimulations on the basis of real data, thereby minimizing the costs of carrying out insignificant operations.

In the future, it is planned to adapt the injection wells of the object with the application of the manual method of fracture parameters of the automatic fracturing assignment.

СОКРАЩЕНИЯ

PA	Production analysis
SDG	Stationary depth gauges
WTA	Well test analysis
q_i	Initial production rate
D_i	Decline coefficient
b	Type of the rate decline
P_{res}	Reservoir pressure
k	Permeability
ρ	Density
μ	Viscosity
ϕ	Porosity
Q	Cumulative production
Q_{Dd}	Dimensionless cumulative production
q_{Dd}	Dimensionless rate
t_{Dd}	Dimensionless time
t	Time
N_{pi}	Ultimate oil output
Re	Drainage radius
t_{cp}	Time constant pressure
t_{cr}	Time constant flow rate
P_i	Initial reservoir pressure
P_b	Bubble point pressure
t_e	Equivalent time
PC	Personal computer
IARF	Infinite acting radial flow
PSS	Pseudo-steady state
$u(x, y, t)$	Filtration velocity
g	Acceleration of gravity
n	Surface normal to boundary
BHP	Bottomhole pressure
u.f.	Unit fraction
R_w	Wellbore radius
S	Skin
H	Thickness
$\eta(B^i)$	Total mobility
K_{np}^i	Productivity index
s	Water saturation
$k_{oh}(s)$	Relative permeability of water and oil
B_θ, B_H	Water and oil formation volume factors

C_v	Variation coefficient
ГТМ	Геолого-техническое мероприятие
ПВЛГ	Переход на вышележащий горизонт
ГРП	Гидравлический разрыв пласта
ОПЗ	Очистка призабойной зоны
ПЗП	Призабойная зона пласта
ИДН	Интенсификация добычи нефти
УПН	Установка подготовки нефти
УПСВ	Установка предварительного сброса пластовой воды
БКНС	Блочные кустовые насосные станции
ВНК	Водонефтяной контакт
г. п.	Группа поднятий
МУ	Межугольная толща
а.о.	Абсолютная отметка
ВНФ	Водонефтяной фактор
ППД	Поддержание пластового давления
ФЕС	Фильтрационно-ёмкостные свойства
Рзаб	Забойное давление
Q_n	Дебит нефти
$Q_{ж}$	Дебит жидкости
S_{or}	Остаточная нефтенасыщенность
S_{wi}	Связанная вода
k'_{rw}	Критическая относительная проницаемость по воде
k'_{ro}	Критическая относительная проницаемость по нефти
КИН	Коэффициент извлечения нефти
ТМС	Термоманометрические системы
ПГИ	Промыслово-геофизические исследования
ГДИС	Гидродинамические исследования скважин

Оглавление

Введение.....	16
1. Literature review	17
1.1. Production analysis	17
1.1.1. Introduction	17
1.1.2. Old materials	18
1.1.2.1. Arps	18
1.1.2.2. Fetkovich	20
1.1.3. New materials.....	21
1.1.3.1. The Blasingame plot.....	21
1.1.3.2. Graph in a log-log scale.....	22
1.1.3.3. Dynamics plot.....	23
1.1.4. Modern methodology of PA.....	24
1.1.5. Preparing the project and uploading the data	25
1.1.6. Editing the data.....	25
1.1.7. Determination and diagnosis	25
1.1.8. Model construction.....	26
1.1.9. Refinement of the model	27
1.2. Field development with proxy-model application.....	27
1.2.1. Introduction	27
1.2.2. Objective setting.....	28
1.2.3. Permeability calculation.....	28
1.2.3.1. Permeability fixation	29
1.2.3.2. Map of permeability construction.....	30
1.2.4. Pressure calculation.....	31
1.2.5. Design scheme of the two-phase simulator	32
1.2.5.1. Pressure solution.....	32
1.2.5.2. Saturation solution.....	34
1.2.6. Calculation of saturation by fluid path	35
1.2.7. Algorithm for liquid mobility and system compressibility consideration.....	38
1.2.7.1. Calculation scheme.....	38
1.2.8. Consideration of wells with HF.....	38
2. Геолого-физическая характеристика Крапивинского месторождения	40

2.1. Общие сведения о месторождении.....	40
2.2. Литолого-стратиграфический разрез.....	42
2.3. Тектоника.....	44
2.3.1. Общая структурно-тектоническая характеристика района.....	44
2.4. Нефтеносность.....	47
2.5. Свойства и состав пластовых флюидов	48
3. Практическая часть	51
3.1. Анализ разработки месторождения	51
3.1.1. Обзор исследуемого сектора	51
3.1.2. Текущие параметры разработки месторождения.....	51
3.1.3. Анализ проведенных геолого-технических мероприятий.....	54
3.1.3.1. Анализ проведенных операций по приобщению пласта Ю ₁ ²	56
3.1.3.2. Анализ проведенных ГРП.....	57
3.1.3.3. Анализ операций по вводу новых скважин с ГРП	61
3.2. Анализ добычи промысловых данных	65
3.2.1. Скважина 4965.....	65
3.2.2. Скважина 5345.....	70
3.2.3. Скважина 13445.....	73
3.2.4. Скважина 4975.....	75
3.3. Построение прокси-модели пласта Ю ₁ ³	78
3.3.1. Подбор кандидатов на ГРП	87
3.3.2. Рекомендации по планированию ГТМ.....	90
3.3.3. Рекомендации по дальнейшей разработке участка	94
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	96
5. Социальная ответственность.....	100
5.1. Профессиональная социальная безопасность.....	100
5.2. Производственная безопасность.....	101
5.2.1. Анализ вредных факторов при выполнении настоящей работы	101
5.2.1.1. Освещение рабочего места	102
5.2.1.2. Воздействие шума	102
5.2.1.3. Увеличенный уровень ЭМП; повышенная напряжённость электрического поля	103
5.2.1.4. Отклонение характеристик микроклимата на рабочем месте.....	104
5.2.1.5. Напряженность труда.....	104
5.2.2. Анализ опасных факторов.....	105
5.2.2.1. Электробезопасность	105

5.3. Экологическая безопасность	106
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	107
5.4.1. Пожарная безопасность	107
5.5. Вопросы обеспечения безопасности	107
5.5.1. Требования к рабочим местам	107
Заключение	109
Литература	110
Приложение А	113
Приложение Б	114
Приложение В	116
Приложение Г	119
Приложение Д	120

ВВЕДЕНИЕ

Текущее состояние подхода к оптимизации разработки нефтяных месторождений на территории Российской Федерации заключается в применении нефтяными компаниями коммерческих программных комплексов, представляющих собой централизованную базу данных с функционалом проведения всевозможных расчетов и прогнозирования.

ОАО «ТомскНИПИнефть» является дочерней компанией ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», программный комплекс которой представлен продуктом «РН-КИН». В рамках данного продукта мониторинг разработки месторождений осуществляют путем построения и адаптации прокси-моделей с учетом актуальных промысловых данных.

За последние 4 года на центральном участке Крапивинского нефтяного месторождения был проведен ряд ГТМ с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи, которые не привели к желаемым результатам. Причиной послужила неправильная оценка входных данных при планировании операций. Данный участок характеризуется более поздним вводом в эксплуатацию и, соответственно, меньшим количеством проведенных исследований с целью оценки пластовых характеристик: ГДИС, ПГИ, ТИ и т.п.

Однако все скважины оборудованы глубинными датчиками ТМС, которые являются источниками ценнейшей промысловой информации ввиду непрерывности записей и отсутствия необходимости в остановке скважины.

Современные зарубежная и отечественная практики предполагают использование динамических данных с глубинных манометров с целью уточнения пластовых параметров и дальнейшего их применения при адаптации прокси-, гидродинамических моделей месторождений.

Главным преимуществом данных практик является минимизация финансовых затрат на незначимые ГТМ ввиду оптимального планирования проводимых операций.

В данной работе будут проанализированы современные методики по анализу добычи с использованием записей датчиков ТМС (динамика давления и дебита), а также дальнейшее их применение с учетом специфики устройства двухфазного симулятора прокси-модели в ПК «РН-КИН».

В рамках работы будут сформулированы рекомендации по дальнейшему планированию ГТМ на участке, осуществлению настройки модели с целью максимизации сопоставимости промысловых и модельных данных, а также предложены скважины-кандидаты на экономически выгодные ГТМ по состоянию на текущий момент.

1. LITERATURE REVIEW

1.1. PRODUCTION ANALYSIS

1.1.1. Introduction

The production analysis (PA) is a natural addition to the Analysis of data on an unsteady filtering regimes, when pressure and discharge data are known, and certain analysis and interpretation must be performed. In this case, the results of measurements of stationary depth gauges (SDG) that include suitable data for both methods of analysis are used. PA and PTA share a large technical core, and both types of analysis are often conducted by the same engineers [4].

PA began to be used in the 1920s on a purely empirical basis as a financial instrument. In this direction, there was no technical experience, and the goal was to determine the correct function of the fall, which corresponded to the past development dynamics and contributed to the assessment of future profits in dollars.

In the 1940's the formulation of the exponential of constant pressure, the same as hyperbolic and frequency characteristics of the production rate decline were published (Arps, 1945). So far, this has been partially done empirically, but some parameters could be quantified using special analysis.

In the 1960s the first rows of pallet curves appeared, still with the assumption of constant dynamic pressure. Fetkovich's palette has united two families of curves: one for the unsteady state, and one for the response caused by the boundaries at a later stage in time. Ten years later, Carter expanded this method to the gas mode. Later, other pallet curves dealing with additional complex configurations, including layered and fractured reservoirs, were published. This was done in parallel with the theoretical work on the PTA [4].

At this stage, the methodology was somewhat equivalent to the standard PTA procedure in the late 1970s. The Arps plot became a substitute for Horner's plot, and constant pressure pallets - a substitute for the pressure drop in WTA.

The emergence of the derivative of Bourdais and personal computers seriously changed the PTA in the 1980s and 1990s. According to the mining analysis, progress was slower, the work was for the most part still carried out using the methods of Arps and Fetkovich, usually as applications related to production databases. In contrast to the PTA, in the extraction analysis, the withdrawal of the classical methodology was not progressively phased out. In many formed reservoirs, the use of stationary manometers does not find an economic justification, and the PA methods remain old, since there is usually no data to justify more complicated approaches.

The theory, however, developed according to a similar scenario with the PTA. Blasingame and others introduced a palette curve of variable production rates and variable pressure in the form of a log-log plot of the dependence of the productivity coefficient on the time of material balance, supplemented by the equivalent of the Bourdais derivative. An adapted version of the plot was also published in a log-log scale, where the pressure applied to the production rate replaces the productivity index. Additional solutions took into account different well configurations and reservoir shapes. Thus, by the end of the 1980s, in theory, affordable modern tools have become available, but only recently they have found commercial application, in particular, in the program ©Topaze [4].

The forward movement in the field of Production Analysis accelerated at the turn of the 1990s and 2000s through the development of stationary manometers. When engineers began to receive pressure indices over a long period of time and in continuous mode, the first action was loading these data into the PTA program. However, the methodology of the PTA was not designed for this type of data, and engineers sometimes misinterpreted, missing specific assumptions that were no longer valid in the time scale of measurements by stationary instruments. Among the most common mistakes were and there are errors in the method of material balance and excessive simplification in the use of the Perrin approach to evaluate the rheological properties of a multiphase flow.

1.1.2. Old materials

1.1.2.1. Arps

Methods for analyzing the fall curves formulated by Arps in 1945 for many years served as a traditional technique for analyzing and predicting data on well flow rates. Falling palette curves emanate from the empirical relationship of the rate-time and the conjugate equation of cumulative time, which can be expressed in a general way as follows[4]:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{\frac{1}{b}}} \quad Q(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{1-b} - q(t)^{1-b})$$

where: q_i is the initial production rate, D_i is the decline coefficient, and b is the parameter in the range from 0 to 1, which determines the type of the rate decline. Three types are usually considered: hyperbolic, exponential and harmonic.

Exponential drop, $b = 0$

The general equation of incidence tends to an exponential type decline, when b tends to 0:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} \quad Q(t) = \frac{q_i - q(t)}{D_i}$$

Harmonic drop, $b = 1$:

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + D_i t]} \quad Q(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q(t)} \right)$$

Hyperbolic drop, $b \in]0,1[$:

It's equation is shown above.

Equations of the decline curves can be applied only after unsteady part of the response stops, i.e. during the flow under the influence of boundaries. General approach includes direct determination of three parameters by the nonlinear regression. However, generally accepted practice focuses on the use of some concrete representations, where linearity is sought after fixing the value of b .

Practically the following scales / linearities can be used:

Log (q) vs t : A linear graph if the decline rate is exponential, inverted concavity up.

Q vs Q : A linear graph if the decline rate is exponential, inverted concavity up.

Log (q) vs Q : A linear graph if the decline rate is harmonic, inverted concavity down.

Most Production Analysis programs allow adjusting the scale at a higher level and wider. The decline regression is nonlinear, i.e. it is possible to get the value of b , rather determined by regression than by the assumption of the value of b in connection with the private scale [4].

As soon as the parameters of the fall are obtained, and since the analytical expression of the rate and the cumulative production is known, it is possible - for a given liquidation rate - to calculate the time for liquidation (termination of development) and, accordingly, the restoration at liquidation.

Exponential drop is widely used in connection with the simplicity of conjugated graphical methods. It leads to a cautious assessment of reserves. In addition, it can be demonstrated that the exponential fall is the later production behavior with constant pressure in a closed reservoir, with the initial assumption of a low-compressible fluid.

It is important to note that the curves of the fall have many limitations:

- The bottomhole pressure must be virtually constant.
- The well behavior is assumed to be constant, i.e. there is no change in the skin factor over time.
- The drainage zone of the examined well is constant, i.e. the performance characteristics of nearby wells should also be stable (in steady state).

1.1.2.2. Fetkovich

In 1980, Fetkovich proposed a pallet curve that combines the theoretical response of a well in a closed reservoir and standard curves of the fall of the Arps. The driving force behind this work was the task of creating a method of log-log matching, which would be applicable both for unsteady parts of the data and for the flow period under the influence of boundaries. Representing both periods, the pallet curve not allows incorrect matching of the unsteady state data to the decline curves [4].

The decisive preliminary step was that the exponential fall can be represented as a long-term solution to the problem of constant pressure. The Fetkovich palette curve is produced with the assumption of a low-compressible fluid and a constant dynamic pressure. The palette curve presented by Fetkovich initially displayed only the rate. Later a composite representation was introduced, including the cumulative production, in order to bring a greater degree of confidence in the reconciliation process and reduce the effect of noise.

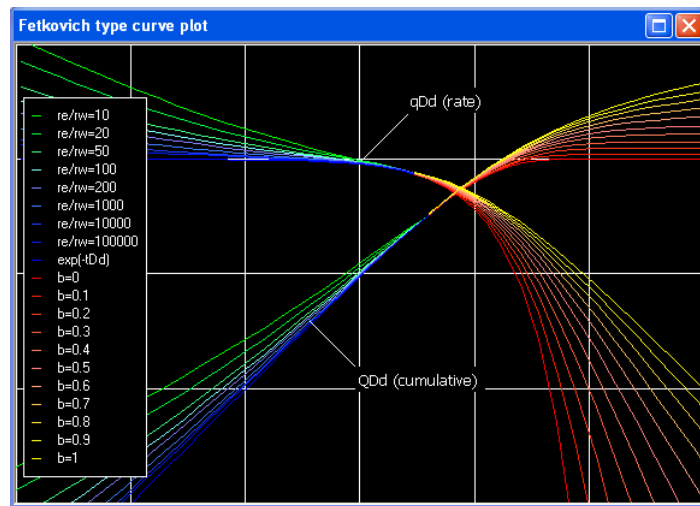


Figure 1.1 - Fetkovich palette curve

In Fig. 1.1 the left region of the curves (green and blue) corresponds to the unsteady part of the response. And on the right side there are Arps decline curves (red and yellow). Note the designations on the left: the red Arps curve is given for the exponential fall rate ($b = 0$), and the last yellow curve for harmonic fall ($b = 1$).

The Fetkovich palette curve displays the dimensionless values of q_{Dd} , Q_{Dd} with respect to t_{Dd} , as specified below. Dimensionless variables can be expressed as parameters of the drop curves of Arps or in the form of unsteady response parameters. The duality condition is obtained as a result of the complexity of the character of the pallet curve, which again shows the

unification of the theoretical response of the closed reservoir and the empirical ramifications of Arps [4].

Dimensionless time of decline curve:

$$t_{Dd} = D_i t$$

Dimensionless time:

$$t_D = \frac{0.00634kt}{\phi\mu c_i r_w^2}$$

Connected by formula:

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]}$$

Dimensionless rate:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i}$$

Dimensionless oil rate:

$$q_{D \text{ oil}} = \frac{141.2q(t)\mu B}{kh(p_i - p_w)}$$

q_{Dd} and q_d are connected by formula:

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]$$

Dimensionless cumulative production:

$$Q_{Dd} = \frac{Q(t)}{N_{pi}}$$

where N_{pi} specify the ultimate oil output.

The matching will result in the values of Re and kh , Di and qi . The type of fall b is not associated with any matching coefficients obtained from the sample of the correct pallet curve [4]. From distance to external boundaries, it is possible to calculate the volume of reservoir pore space. From the parameters of Arps future production rates can be can predicted; N_{pi} and N_p for any specified liquidation rate (termination of development) can be calculated.

1.1.3. New materials

1.1.3.1. The blasingame plot

In the previous paragraphs, traditional methods for analyzing the decline curves and their generalization with the help of Fetkovich's palette curves were considered. The latter were obtained by combining the theoretical response of the model and the empirical ramifications of the fall from Arps [4].

In a broad sense, it can be said that the emergence of methods for matching pallet curves in mining analysis has opened the way to the application of methods developed for interpretation

of WTA to the analysis of production data. The main limitation in Fetkovich's palette curve is the premise of constant dynamic pressure. Blasingame and McCrae note that this problem is not eliminated by using the flow rate reduced to pressure when there are significant fluctuations in bottomhole pressure. They have sought out functions that transform the decision about variable pressures and variable production rates into a solution of equivalent constant pressure or constant production rate. They introduced special time functions, t_{cr} for the analogy of the time constant flow rate, and t_{cp} for constant pressure [4]. The time function defined as the analogy of constant time is given as the ratio between cumulative production and rate:

$$t_{cr} = \frac{Q(t)}{q(t)}$$

When a graph of the dependence of the normalized production rate (by pressure) on this function is plotted in a log-log scale, the flow period under the influence of the boundaries follows a line with a negative single slope.

Based on this result Palatio and Blasingame [4] introduced pallet curves that can be used for variable dynamic pressure modes. In order to improve the quality of the interpretation of the pallet curves, the Bourdais derivative was also considered. However, due to the inherent noise production data, the derivative was applied not to the most reduced flowrate, but to its integral. More precisely, Palatio-Blasingame's palette curves show the following:

$$\text{Normalized rate:} \quad PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$$

$$\text{Integral of normalized rate:} \quad PI \text{ Int.} = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} PI(\tau) d\tau = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(\tau)}{p_i - p_w(\tau)} d\tau$$

$$\text{Integral of normalized rate derivative:} \quad PI \text{ Int. Derivative} = \frac{\partial(PI_{Int})}{\partial \ln(t_e)}$$

Typically, this representation is used in conjunction with the pallet curves for a private hydraulic well model. This graph is used as a diagnostic tool, where the data and the model response are compared. The model can be either analytical or numerical, for one or several wells, and so on. It can be either displayed the "reliable" response of the model, i.e. response to the full dynamics of pressure changes, or response to a separate pressure change [4].

1.1.3.2. Graph in a log-log scale

If replace the time with the equivalent time specified as the ratio of cumulative production to production, the measurement of the variable dynamic pressure can be conderted to the equivalent of a constant production, at least for the case of a liquid. A parallel with the

decision of a constant rate can be taken one step further, if instead of using the rate of pressure reduced to pressure, we work with the pressure reduced to the production rate [4].

In other words, for the case of liquid filtration, if trace the dependence $\frac{p_i - p_w(t)}{q(t)}$ from $t_e = \frac{Q(t)}{q(t)}$ in a log-log scale then the flow under the influence of the boundaries will be characterized by a line with a single slope, similar to the pseudo-steady state in the Data Analysis on unsteady regimes [4]. Moreover, if take the derivative of the reduced pressure along the logarithm of t_e , then the unsteady regime will be characterized by stabilization at the level associated with the hydroconductivity.

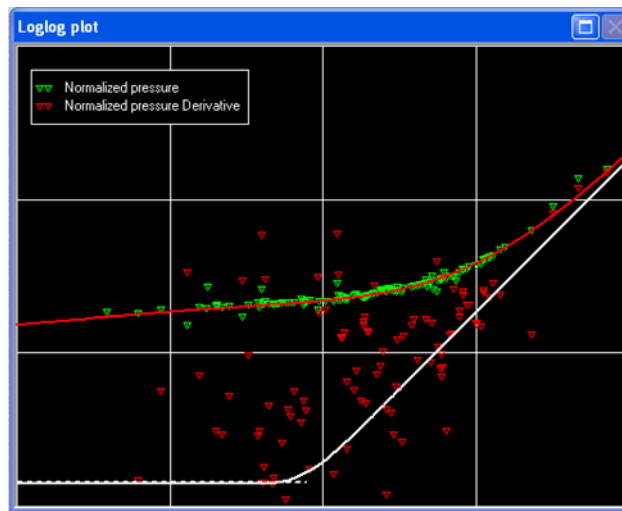


Figure 1.2 - Plot in a log-log scale for hydroconductivity determination

The application of the integral preserves the signature of the flow regimes, while at the same time significantly reduces the noise level. Hence, such definitions provide a diagnostic tool, where most of the usual methods of exploring the well can be used. In particular, it is clearly possible to obtain an approximate estimate of the reservoir kh parameter by the level of stabilization of the derivative. Knowing the value of kh , the first estimation of Re by the trend at a later time with a single slope can be made. These calculations are an integral part of the graph in a log-log scale. It is possible either to display the "reliable" response of the model, i.e. response to the full dynamics of pressure changes, or response to a separate pressure stage (pressure surge) [4].

1.1.3.3. Dynamics plot

For complex cases and noisy data, when no specific behavior is seen on these diagnostics plots, the main tool is a linear graph of pressure and flow rate versus time. This is not a real

diagnosis, but simply an optimization process. Under these conditions, it is realistic to expect only a preliminary assessment of such parameters as the coefficient of productivity, hydroconductivity [4] and drainage area, and no more. In the absence of any other information, the simplest analytical solution, a homogeneous circular collector, is usually suitable for simulating the well drainage zone. The use of more complex models can be acceptable if additional information is available from other sources, and the number of parameters that can be changed during optimization is minimized.

1.1.4. Modern methodology of PA

Modern Production Analysis is based on the use of software products of the PA based on PC. The key to any modern software is the combination of user-friendliness and a powerful technical core with analytical and numerical capabilities. As for the methodology, the central tools for the diagnosis are Blasingame plot and log-log scale plot, which are used whenever such a diagnosis is possible. However, due to the nature of the scattered production data, the final tool for the diagnosis will often be plot of changes over time (dynamics), where the latest diagnostic tool for the engineer of the interpretation will be the convergence between model and data in the context of the simulated pressures, flow rates and cumulative production.

When the interpretation begins and the production data is downloaded, the first task will be to allocate the time interval over which the analysis will be performed. If there is no data on pressures, then only "old" means can be used. If both flow rates and pressures are available, the interpretation is performed with four basic tools for diagnosis. The interpreting engineer can select one or more analytical and (or) numerical candidate models, set their parameters and generate these models for comparison with the actual data. For acceptable candidate models, engineers can refine the parameters, either manually or using the non-linear regression method.

When this is done, the engineer can use a model or models to predict future production by determining the scenario of pressure changes in the operating wells. Then, the user can run a sensitivity analysis on a sample of model parameters.

The described path is set by default, when everything goes well. In reality, when there are complex problems you may have to go through trial and error, when the engineer on the interpretation must take the decision to return back with poor segment of the process, and then move forward [4].

1.1.5. Preparing the project and uploading the data

The procedure for setting the initial conditions (initialization) is basically similar to the procedure used for the PTA. The engineer interprets the PVT (pressure, volume and temperature) data, as well as the geometric parameters of the well and the reservoir.

The boot option imports flat ASCII files, allows you to enter data manually and perform copy-paste from spreadsheets; and most of the information is entered through links to databases or intermediate repositories with the use of advanced filtering tools.

After loading, cumulative production is automatically determined by integrating historical production data and displayed on the time change graph along with the production rate. Further on the graph of changes in time, loads are displayed [4].

1.1.6. Editing the data

Uploaded data can be the result of a careful post-processing after the collection of information, and this case requires little or no editing. But very often the interpreter has to collect data of heterogeneous quality from different sources. Pressures are often detected in the well in real time or with the help of autonomous digital manometers, or come from stationary manometers (SDM), while the flow rates in their mass are measured on the surface, or, sometimes, come from stationary deep-sea flow meters.

Beyond the standard sorting of nonessential information and eliminating boot errors, the main task is to come out with a logically linked synchronized set of data on production rates and pressures. To achieve the goal, the engineer has to perform the following tasks:

- Synchronize all data received in electronic form to a single point of time [4].
- If the flow rate has not yet been loaded from the file, graphically display the dynamics of production rates by detecting pressure drops and obtain the flow rates from the printout of the study report.
- Grind the production dynamics if the temporary sampling of production rates is too hard.
- On the reverse side, if production dynamics go into unnecessary details, simplify the dynamics of production to reduce the machine processing time required to run the models.

1.1.7. Determination and diagnosis

As soon as the data is synchronized and checked for correctness, the analysis begins immediately. Specifies the time interval over which the data is selected; and using the software (in addition to the timeline for changes in time), the following graphs are constructed [4]:

- Graph of Arps
- Graph of the Fetkovich Palette Curves
- Fetkovich's plot
- Blasingame plot
- Graph in a log-log scale
- The given production - cumulative production

In the selection phase, the option to call the specified lift curve or flux correlation to bring the pressure profile from the depth of the measurement to the bottomhole can be selected.

The log-log plot is used for diagnostic purposes to identify the two main flow regimes that are expected to exist in the production data: an infinitely acting radial flow (IARF) and a pseudo-steady state (PSS). The combination of pressure data is tied to the trim to stabilize the derivative of the reduced pressure integral, and time alignment is tied to a line with a single slope of the PSS mode at a later time. A log-log plot is associated with the Blasingame and Fetkovich diagrams in such a way that any changes in the first coincidence curve are mirrored on the others. In the case of high data quality and a sufficiently high sampling frequency, there is a possibility of developing unstable IARF regime, thereby increasing the diagnostic capabilities before reaching the PTA level; and the results of the studies can identify models and wells, and the reservoir. But such a situation arises rarely, and as a rule, low-frequency data are used in the analysis of production.

1.1.8. Model construction

After diagnostics candidate models are chosen - analytical or numerical, and an attempt is made to link (model) the models to real data on all important graphs, including the timeline for the changes. To get the alignment, the interpreter starts in the first approximation the model parameters usually obtained by constructing the default model or the automatic model based on the primary linkage produced on the logarithmic graph. By default, a homogeneous model is adopted with constant skin-factor in a closed circle. During the construction the software automatically produces the first approximate estimate of the permanent skin factor.

By comparing the model with the data, it is possible to make appropriate changes to the model parameters, and any known downhole configuration, such as the knowledge that the well has been opened horizontally or not completed in the degree of opening, can be applied. In the event that PTA was performed on a part of the pressure data, the model used could be transferred to a production analysis. And, finally, the task is to vary the model parameters to obtain an acceptable pattern matching with the data on all important graphs, including a timeline for changes [4].

1.1.9. Refinement of the model

Before taking the non-linear regression calculation subroutine to optimize model parameters and alignment, the engineer must manually sort out the gross errors in the parameters and make changes to the values until the model and data converge. Experienced analysts, with a good understanding of the sensitivity to different model parameters, should be able to very quickly obtain agreement between the model and the data by manually changing the parameters.

The principle of non-linear regression is to use numerical optimization to refine estimates of parameter values by minimizing the error probability integral, usually the standard deviation between simulated and real values at matched intervals. The most common optimization algorithm is the Levenberg-Marquardt algorithm, but there are many options. The engineer has the ability to drive some or all of the leading parameters of the model, and also to fix the upper and lower limits of the permissible deviations of the parameters. The user can also adjust the private data values on which the error probability integral is determined [4].

1.2. FIELD DEVELOPMENT WITH PROXY-MODEL APPLICATION

1.2.1. Introduction

In accordance with over known facts all filtration models are based on two equations: material balance and Darcy's Law.

The material balance equation is:

$$-div(\rho u) = \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) + q, (1)$$

where ρ – density, $u(x, y, t)$ – filtration velocity, $\phi(x, y)$ – porosity, $q(t)$ – mass intensity of outer source.

Darcy's Law:

$$u = -\frac{K}{\mu}(\nabla P - \rho g \nabla z), (2)$$

where $K(x, y)$ – absolute permeability of the rock; μ – viscosity; $P(x, y, t)$ – pressure; g – acceleration of gravity.

The use of these equations assumes application of initial and boundary conditions, choice of which are based on the locality of flow type. If the flow through boundary is known and is changing through time, then [8]:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial n} \right|_{\Gamma} = f(t),$$

If there is no flow through boundary:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial n} \right|_{\Gamma} = 0,$$

where n – surface normal to boundary, $f(t)$ – known time function (in some cases – constant).

Also, the pressure on the boundary can be specified as constant.

The most common technique for solving (1) and (2) – approximation of input discriminative equations by the use of finite differences correlations. According to this technique grid model should be constructed for each layer [8].

The largest uncertainty is for layer permeability value determination. The scope of production data while field development is great. These data is presented with dynamic data that do not require well shutoff, there is an ability of regular updating of well liquid rates, dynamic level, well-head pressure.

LLC «RN-UfaNIPIneft» provided technique that takes into account all mentioned above data and minimizes difficulties that can be met while simulation [39].

1.2.2. Objective setting

The objective is in determination of 2 parameter: permeability $K(x,y)$ and reservoir pressure $P(x,y,t)$ that are correlated with production data. While modelling there will be an assumption: $\phi(x,y) = const$ and gravity effect will be equal to zero [8].

1.2.3. Permeability calculation

For each well at time t_i the flow rate (m^3/day), the BHP (atm), skin, water cut (u.f.), and the value of the effective thickness of the formation (m) are given. A plane pseudo-steady flow of incompressible fluid is considered and it is assumed that in the vicinity of the well, the flow is close to radial. Then the calculation of permeability at the iteration is carried out according to the Dupuis formula for radial inflow in the case of a pseudo-steady well operation [8]:

$$^{(n)}K^i = 18.41 \cdot K_{np}^i \cdot \frac{\ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right) - \frac{3}{4} + S^i}{H\eta(B^i)}, \quad (3)$$

where $\eta(B^i)$ – total mobility (cP^{-1}), R_w - wellbore radius (m), R_e - drainage radius (m), K_{np}^i - productivity index.

To account for the degassing of the fluid when the bottomhole pressure is lower than the bubble point pressure, Vogel's correction is used. The total fluid mobility is calculated by water cut. Water cut and total mobility are related through the relative phase permeabilities of water and oil. The total mobility is expressed by the formula:

$$\eta(s) = \frac{k_{og}(s)}{\mu_g B_g} + \frac{k_{oh}(s)}{\mu_h B_h}, \quad (4)$$

where s – water saturation; $k_{og}(s)$, $k_{oh}(s)$ – relative permeabilities of water and oil respectively; μ_g , μ_h – water and oil viscosity; B_g , B_h – water and oil formation volume factors.

Water saturation:

$$B(s) = \frac{Q_g}{Q_h + Q_g} = \frac{\frac{k_{og}(s)}{B_g \mu_g}}{\frac{k_{oh}(s)}{B_h \mu_h} + \frac{k_{og}(s)}{B_g \mu_g}} = \frac{1}{\frac{k_{oh}(s)}{k_{og}(s)} \frac{B_g \mu_g}{B_h \mu_h} + 1}. \quad (5)$$

The equations (5) and (6) are used for mobility calculation through relative permeabilities.

Determination of the permeability of the formation $^{(n)}K$ at the iteration n in the vicinity of the well occurs over the area of normal exploitation. The period of normal exploitation of the well is the time interval after reaching the steady (or pseudo-steady) regime with a stable production coefficient, when the change in the fluid flow rate is consistent with the change in the BHP and the general mobility of the fluid in the formation [39].

1.2.3.1. Permeability fixation

Permeability fixation is based on some techniques. One of them – choose a stable area.

For all sample E and σ are calculated:

$$\sigma = \sqrt{E \left[(x - E(x))^2 \right]} = \sqrt{E(x^2) - (E(x))^2} = \sqrt{\frac{\sum K_i^2 w_i^2}{\sum w_i^2} - E^2} \quad (6)$$

If $K_i > E + \sigma$ or $K_i < E - \sigma$, then K_i is excluded.

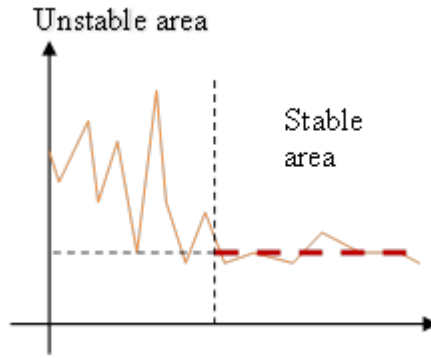


Figure 1.3 - Example of permeability changing in accordance with well production data

Stability criteria is variation coefficient C_σ , minimum value of which (ε) is stated empirically due to the quality of input data [8]:

$$C_\sigma = \frac{\sigma}{E} < \varepsilon. \quad (7)$$

$\varepsilon = 0,1$ - default value.

At chosen region for some $i = i_1, \dots, i_N$ permeability $^{(n)}K$ at iteration n in vicinity of the well is calculated as arithmetic average between $^{(n)}K_i$, $i = i_1, \dots, i_N$:

$$^{(n)}K = \frac{\sum_{i=i_1}^{i_N} ^{(n)}K_i}{N}. \quad (8)$$

1.2.3.2. Map of permeability construction

Permeability is determined only for those producing wells where there are measurements of BHP (reference well grid). To interpolate the permeability to the remaining wells the following approach will be used.

For each other well (without fixed permeability), a set of points (φ) are located in a given radius.

Further, a local petrophysical dependence is constructed:

$$\ln(K) = a\varphi + b, \quad (9)$$

where φ - porosity from log data, K - fixed permeability from the reference grid of the wells. The coefficients are determined by the method of least squares.

The source area is divided with some given step into cells. The permeability map from the point values at the wells is restored, for example, using the kriging method. The resulting map $^{(n)}K_{ij}$ is taken as a permeability map of the formation [39].

Based on the constructed permeability map $^{(n)}K_{ij}$, pressure maps are constructed, from which a new time series of reservoir pressures are obtained. Then, again using formulas (3) - (4), a number of values are calculated, the permeability value of the formation in the vicinity of the well is given by formula (8). The iterations are continued until for each well and some preassigned small value γ and some iteration number j condition $\sum |^{(j)}K^i - ^{(j-1)}K^i| < \gamma$ will not be executed.

1.2.4. Pressure calculation

The pressure calculation is based on the solution of the piezo conductivity equation obtained from equations (1) and (2):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right) + B_0 q = c_t \phi \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (10)$$

where C_t is the compressibility coefficient, B_0 is the volume coefficient.

Equation (9) is solved numerically according to the implicit scheme, which, as is known, is unconditionally stable, and it makes it possible to choose a time step large enough and make high-speed calculations.

While modeling in production wells, a fixed total fluid withdrawal is established, and at injection wells a fixed wellhead pressure is established. When modeling wells, it is proposed to use a technique based on the Pisman approach [8]. The well equation according to equation (3) can be rewritten as:

$$Q_l^i = T^w (\bar{P}_{res}^i - P_{wf}^i), \quad (11)$$

where

$$T^{c\kappa\kappa} = \frac{2\pi KH}{\mu} \left[\frac{1}{\ln \left(\frac{r_0}{R_w} \right) + s} \right], \quad (12)$$

and r_0 – distance at which pressure in cell is equal to pressure in equation (3).

In Pisman work it is shown that r_0 equals to:

$$r_0 = \Delta x \exp\left(-\frac{\pi}{2}\right) \approx 0.208\Delta x.$$

Taking into account formulas (11) and (12) while calculating the permeability according to formula (3), it is necessary to take the value of the drainage radius R_e correspondingly to the Pisman radius, and the reservoir pressure equal to the pressure in the well block.

Note that after the hydraulic fracturing drainage radius exceeds the radius of the Pisman ($r_0 < r_w \exp(-s)$), then the application of equation (11) becomes unphysical [8].

1.2.5. Design scheme of the two-phase simulator

Furthermore, a two-phase immiscible flow of a weakly compressible liquid will be considered. The equation of material balance for each phase can be represented in the form:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \frac{u_{x,w}}{B_w} \right) \Delta x &= V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_s^w \\ -\frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \frac{u_{x,o}}{B_o} \right) \Delta x &= V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_s^o \end{aligned} \quad (13)$$

Taking into account the equation of motion (Darcy equation) the above equations will be rewritten (13) in the form:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} A_x \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) \Delta x &= V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_s^w \\ \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} A_x \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \Delta x &= V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_s^o \end{aligned} \quad (14)$$

1.2.5.1. Pressure solution

In the approximation of a weakly compressible fluid, volume factors are represented as:

$$B_{w,o} = \frac{B_{w,o}^r}{1 + c_{w,o}(p_{w,o} - p_r)}. \quad (15)$$

Then it is easy to show that the volume coefficients in the left-hand sides of (14) can be regarded as constant:

$$\begin{aligned} \frac{1}{B_{rw}} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w} A_x \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) \Delta x &= V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_s^w \\ \frac{1}{B_{ro}} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o} A_x \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \Delta x &= V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_s^o \end{aligned} \quad (16)$$

Derivatives on the right-hand side (16) will be considered:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) &= \frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \left[\phi S_o \cdot \frac{\partial}{\partial P_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) + \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \right] \left(\frac{\partial P_o}{\partial t} \right) \\ &\quad \frac{\phi}{B_o} \left\{ \frac{\partial S_o}{\partial t} + \left[S_o B_o \cdot \frac{\partial}{\partial P_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) + \frac{S_o}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \right] \left(\frac{\partial P_o}{\partial t} \right) \right\} \approx (18) \\ &\quad \frac{\phi_r}{B_{ro}} \left\{ \frac{\partial S_o}{\partial t} + [S_o B_{ro} c_{ro} + S_o c_{rR}] \left(\frac{\partial P_o}{\partial t} \right) \right\} \end{aligned}$$

Similarly:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) = \frac{\phi_r}{B_{rw}} \left\{ \frac{\partial S_w}{\partial t} + [S_w B_{rw} c_{ro} + S_w c_{rR}] \left(\frac{\partial P_w}{\partial t} \right) \right\} \quad (19)$$

If exclude the capillary forces, then $S_o + S_w = 1$ and $\frac{\partial(S_o + S_w)}{\partial t} = 0$.

Adding the equations (16) taking into account (17), (19) and, omitting the indices r for simplicity, we obtain [39]:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\lambda_t k A_x \frac{\partial P}{\partial x}) \Delta x = C_t \phi_r V_b \frac{\partial P}{\partial t} - q_s^w B_w - q_s^o B_o \quad (20)$$

$$\lambda_t = \left[\frac{k_{ro}}{\mu_w} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right] \quad C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_R \quad (21)$$

The spatial discretization (20) is based on the following principle:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\hat{\xi}_x \frac{\partial \eta}{\partial x}) \Delta x = \Delta_x (\xi_x \Delta_x \eta_x), \quad \xi = \frac{\hat{\xi}_x}{\Delta x} \quad (22)$$

Generalizing (20) to the two-dimensional case, we obtain:

$$\begin{aligned} \Delta_x (T_x \Delta_x P) + \Delta_y (T_y \Delta_y P) &= C_t \phi_r V_b \frac{\Delta_t P}{\Delta t} - q_t \\ \xi_x = T_x = \frac{\lambda_t k A_x}{\Delta x} \quad \xi_y = T_y = \frac{\lambda_t k A_y}{\Delta y} \end{aligned} \quad (23)$$

After expanding the central differences in (22) for the block-centered lattice [8]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} (\hat{\xi}_x \frac{\partial \eta}{\partial x})_{i,j} \Delta x_{i,j} &= \Delta_x (\xi_x \Delta_x \eta_x)_{i,j} \equiv \\ \xi_{i+\frac{1}{2},j} (\eta_{i+1,j} - \eta_{i,j}) - \xi_{i-\frac{1}{2},j} (\eta_{i,j} - \eta_{i-1,j}) &= (24) \end{aligned}$$

$$\xi_{i-\frac{1}{2},j} (\eta_{i-1,j} - \eta_{i,j}) + \xi_{i+\frac{1}{2},j} (\eta_{i+1,j} - \eta_{i,j})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} (\hat{\xi}_y \frac{\partial \eta}{\partial x})_{i,j} \Delta y_{i,j} &= \Delta_y (\xi_y \Delta_y \eta_y)_{i,j} \equiv \\ \xi_{i,j+\frac{1}{2}} (\eta_{i,j+1} - \eta_{i,j}) - \xi_{i,j-\frac{1}{2}} (\eta_{i,j} - \eta_{i,j-1}) &= (25) \end{aligned}$$

$$\xi_{i,j-\frac{1}{2}} (\eta_{i,j-1} - \eta_{i,j}) + \xi_{i,j+\frac{1}{2}} (\eta_{i,j+1} - \eta_{i,j})$$

Expanding (23) taking into account (24), (25):

$$T_{i,j-\frac{1}{2}} P_{i,j-1} + T_{i-\frac{1}{2},j} P_{i-1,j} - \left(T_{i,j-\frac{1}{2}} + T_{i-\frac{1}{2},j} + T_{i+\frac{1}{2},j} + T_{i,j+\frac{1}{2}} \right) P_{i,j} + T_{i+\frac{1}{2},j} P_{i+1,j} + T_{i,j+\frac{1}{2}} P_{i,j+1} = \frac{C_{ti,j} \phi_r V_{i,j}}{\Delta t} (P_{i,j} - P_{i,j}^{n-1}) - q_t \quad (26)$$

Assign inter block transmissibility:

$$T_{i\pm\frac{1}{2},j} = G_{i\pm\frac{1}{2},j} \lambda_{i\pm\frac{1}{2},j} \quad (27)$$

$$G_{i\pm\frac{1}{2},j} = \left(\frac{k_x A_x}{\Delta x} \right)_{i\pm\frac{1}{2},j} = \frac{2\Delta y}{\Delta x} \frac{(kh)_{i,j} (kh)_{i\pm 1,j}}{(kh)_{i,j} + (kh)_{i\pm 1,j}} \quad (28)$$

According to literature averaging of conductivity by the scheme:

$$\lambda_{i\pm\frac{1}{2},j} = \begin{cases} \lambda(S_w)_{i\pm 1,j} & P_{i\pm 1,j} > P_{i,j} \\ \lambda(S_w)_{i,j} & P_{i,j} > P_{i\pm\frac{1}{2},j} \end{cases} \quad (29)$$

is proposed.

1.2.5.2. Saturation solution

Grid saturation equations can be obtained by explicit discriminating by time of the right-hand side (14):

$$T_{wi-\frac{1}{2},j}^n P_{i-1,j} + T_{wi+\frac{1}{2},j}^n P_{i+1,j} - \left(T_{wi,j-\frac{1}{2}}^n P_{i,j-1} + T_{wi,j+\frac{1}{2}}^n P_{i,j+1} + T_{wi-\frac{1}{2},j}^n P_{i-1,j} + T_{wi+\frac{1}{2},j}^n P_{i+1,j} \right) P_{i,j} + T_{wi,j-\frac{1}{2}}^n P_{i,j-1} + T_{wi,j+\frac{1}{2}}^n P_{i,j+1} = \frac{V_{bi,j}}{\Delta t} \left[\left(\frac{\phi S}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S}{B_w} \right)^n \right] - Q_{wi,j}^s \quad (30)$$

Here inter block transmissibility for water is assigned as:

$$T_{wi\pm\frac{1}{2},j} = \frac{k(S_w)_{rwi\pm\frac{1}{2},j}}{\mu_w} T_{i\pm\frac{1}{2},j} \quad (31)$$

The scheme of averaging by saturation is similar to (29). Stability of explicit solution scheme (by saturation) is defined by Currant number (CFL number):

$$Cfl = \frac{\Delta t}{PV} \sum \bar{u} \bar{n}_f \max \left(\frac{[F(S_w)]}{[S_w]} \right) \leq 1 \quad (32)$$

Adding is conducted by edges of cells where the flow is directed into the block.

At practice, application of condition (32) frequently causes significant decomposing of time steps and decreases calculation speed [39].

1.2.6. Calculation of saturation by fluid path

The fluid path method is based on conversion from physical spatial coordinate system to that one coordinate system which is associated with particle motion in flow trajectory whose meaning is transit time across this trajectory [39]:

$$\tau = \int_0^s \frac{\phi}{|\vec{u}|} ds \quad (33)$$

The fluid path is defined as curve which is tangential to velocity field in every point. The velocity field is assigned by path functions:

$$\vec{u} = \nabla \psi \times \nabla \chi \quad (34)$$

In accordance with vector equality $\nabla \cdot (\nabla \psi \times \nabla \chi) \equiv 0$ introduction of (34) implicitly assumes incompressibility of the flow $\nabla u = 0$. Effects of compressibility are assumed with the help of introduction of dimensionless scaling multiplier in equation (34):

$$\rho \vec{u} = \nabla \psi \times \nabla \chi \quad (35)$$

Here parameter ρ is an effective density (scaling multiplier), which assumes changing of total liquid rate across flow tube by means of collapse or burst.

Mass conservation law as part of this formal description (for flow tube) may be written as:

$$\nabla(\rho \vec{u}) = 0 \quad (36)$$

Using operator identity $u \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau}$ obtain:

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \rho \nabla \vec{u} = 0 \quad (37)$$

This equation allows considering the effective density changing across flow path if attach any chosen density value at the beginning of flow path [39].

The above equation can be easily integrated:

$$\rho = \rho_0 \exp\left(-c \frac{\tau}{\phi}\right) \quad (38)$$

Where c parameter within simulator cell is constant value and is defined from condition:

$$\nabla \vec{u}_{i,j} = c = \text{const} \quad (39)$$

In accordance with finite differences pressure calculations the equation (39) is integrated in every cell. By the flow path tracing scheme velocity model is written as:

$$\begin{aligned} u_{x1} &= u_{x1} + c_x(x - x_1) \\ u_{y1} &= u_{y1} + c_y(y - y_1) \end{aligned} \quad (40)$$

where initial conditions and gradients are defined at the cell boundaries:

$$\begin{aligned} c_x &= (u_{x2} - u_{x1}) / \Delta x \\ c_y &= (u_{y2} - u_{y1}) / \Delta y \end{aligned} \quad (41)$$

Respectively for track element passing through the block i, j

$$\nabla u_{i,j} = c_1 + c_2 = c_{\Delta\tau} \quad (42)$$

The equation (42) is easily integrated within the array and similarly across all track. For practical calculations it is comfortable to assume $\rho_0 = 1$ at the beginning of track where flow paths are characterized by rate q_0 . Thus volume rate across flow path will change in the way:

$$q = q_0 / \rho \quad (43)$$

Volume rate in some track node may be calculated as:

$$\begin{aligned} q_n &= q_0 \exp(c_{\Delta\tau 1} \frac{\Delta\tau_1}{\phi_1}) \exp(c_{\Delta\tau 2} \frac{\Delta\tau_2}{\phi_2}) \dots \exp(c_{\Delta\tau n} \frac{\Delta\tau_n}{\phi_n}) = \\ q_n &= q_0 \exp\left(\sum_{i=1}^n c_{\Delta\tau i} \frac{\Delta\tau_i}{\phi_i}\right) \end{aligned} \quad (44)$$

In differential form conservation equation for water phase is written as:

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) + \frac{F_w}{B_w} \nabla \vec{u}_t + \vec{u}_t \nabla \left(\frac{F_w}{B_w} \right) = 0 \quad (45)$$

Going over time passage coordinates $\vec{u}_t \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial t}$ and considering $\nabla \vec{u}_t = c_{1x} + c_{2y} = c$ obtain:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) + \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{F_w}{B_w} \right) = - \frac{c}{\phi} \frac{F_w}{B_w} \quad (46)$$

It is obvious that compressibility effects lead to additional sources across the flow path. Parameter c which considers these effects can be easily calculated in accordance with flow path tracing algorithm as described above [8].

Finite differences solution scheme (46) is written as:

$$\frac{1}{\Delta t} \left(\left| \frac{S_w}{B_w} \right|^{n+1} - \left| \frac{S_w}{B_w} \right|^n \right) + \frac{1}{\Delta \tau} \left(\left| \frac{F_w}{B_w} \right|_i^n - \left| \frac{F_w}{B_w} \right|_{i+\frac{1}{2}}^n \right) = - \frac{c}{\phi} \left| \frac{F_w}{B_w} \right|_i^n \quad (47)$$

The main difficulty of this scheme application is in coordinate $\Delta \tau_i$ heterogeneity. That is why there is a need in additional heuristics while passage to homogeneous coordinates.

The authors propose next modification for usage of this algorithm for solving not uniform hyperbolic equation:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} F(u) = H(u) \quad (48)$$

Solution is divided into 2 stages. Firstly, partially constant distribution of u_i should be calculated solving usual differential equation:

$$\frac{d}{dt} V(u) = H(u) \quad (49)$$

If use Euler scheme:

$$u = \Delta t H(u) \quad (50)$$

This solution appears as the initial condition for solving uniform equation by front tracking.

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} F(u) = 0 \quad (51)$$

Respectively, common scheme for calculations can be presented as

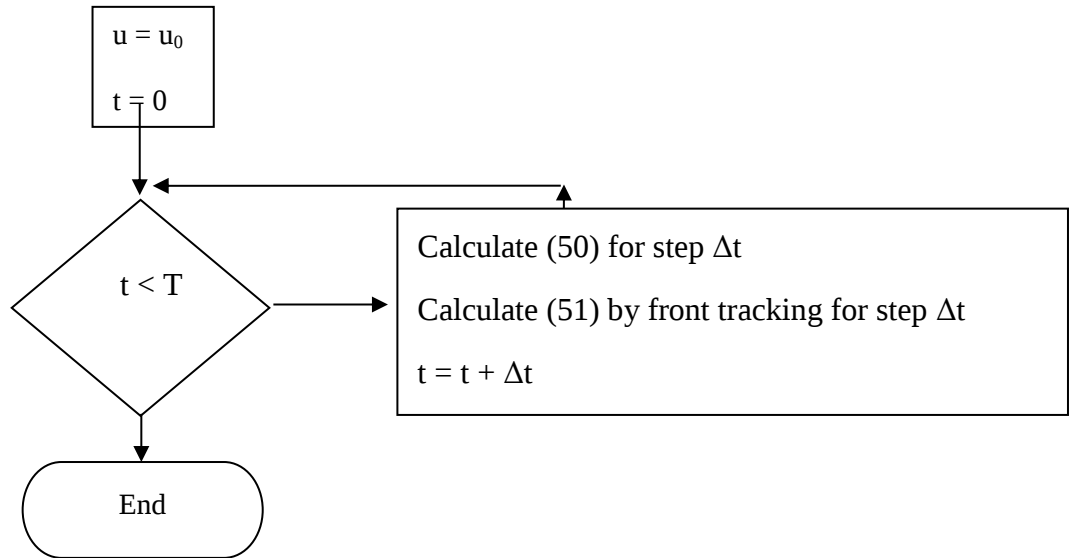


Figure 1.4 - Non uniform equation calculation scheme

Final averaging of saturation on the grid by combination of lines that intersect this block of grid is performed with the help of certain solutions volume weighting [39].

$$\bar{S}_w = \frac{\sum (S_w)_i q_i \Delta \tau_i}{\sum q_i \Delta \tau_i} \quad (52)$$

1.2.7. Algorithm for liquid mobility and system compressibility consideration

1.2.7.1. Calculation scheme

Considering all the above mentioned techniques description, algorithm for liquid mobility and system compressibility may be presented in such sequence [39]:

- i. Flow paths calculation on the basis of pressure map
- ii. Shift saturation front on the basis of flow paths
- iii. New saturation map construction according to (52)
- iv. Update the transmissibility (31) and compressibility (21) for pressure calculation
- v. Calculate new pressure distribution map solving grid equation (30)

Alternatively, saturation calculation can be performed in accordance with equation (30). Obviously, solution of equation (30) for pressure defining assumes ability for production data (rates) correction with some multipliers.

1.2.8. Consideration of wells with HF

Local task of BHP and rates distribution within fracture in uniform infinite layer (considering fracture conductivity) should be solved half analytically. Parameters for this task should be chosen: initial pressure, KH and mobility value = average current pressure, KH and mobility in vicinity of well from block simulator [39].

For a certain sample of well segments this solution provides with BHP p_j^w and influx q_j^w values. Further, index j is for theoretical meaning of respective value for a segment, index I is for its block value in simulator. After that this local task (with similar boundary conditions and sizes) is solving in block simulator with necessary grid parameters for pressure values in blocks definition.

Segments' passages through grid blocks should be previously specified. Each block is assigned with q_i^w accordingly to relation:

$$q_i^w = \sum_j l_{ij} q_j^w \quad (53)$$

The value l_{ij} defines relative segment j length in i block.

Using block pressures p_i^w obtained from finite differences simulator with rate control (at defined q_i^w) unknown well indices are obtained:

$$WI_i^* = \frac{q_i^w \mu}{p_i - p_i^w} \quad (54)$$

разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения – Моисеевское (17 км на Северо-восток), Тагайское (17 км на восток), Карайское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

В орогидрографическом плане Крапивинское месторождение расположено в междуречье рек Крапивная и Ягыл-Ях - правых притоков р. Васюган, впадающей в крупную артерию Западной Сибири - реку Обь. Более мелкие реки района - Большой и Малый Юнкуль - пересекают месторождение в его северной части. Гидрографическая сеть района (реки Ягыл-Ях, Крапивная, Большой и Малый Юнкуль) не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины рек. Наиболее крупная из перечисленных рек в районе - Ягыл-Ях - достигает ширины 14 метров, ее глубина не превышает 2 метров [36].

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от 93 до 125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая заболоченность пойм рек и территории в целом (до 50-60 %), а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения, к востоку от линии пробуренных скважин 200-197. Восточная и южная части месторождения покрыты редким лесом (береза, осина, сосна, ель). Строительный лес и песок, необходимые для обустройства месторождения, имеются на месте.

Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений (покурская свита). Для питьевого водоснабжения пригодны подземные воды из отложений новомихайловской свиты палеогена. После санитарной обработки для этих же нужд можно использовать и поверхностные воды местных рек [36].

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайшие населенные пункты расположены - в 70 км на северо-восток от Крапивинского месторождения: поселок Новый Васюган, в 50 км на юго-восток - вахтовый поселок Игол.

Месторождение расположено в районе с хорошо развитой инфраструктурой: имеются энергетические сети и подстанции (ВЛ 110, ВЛ6, ПС110/35/6 кВ), сеть промысловых дорог.

На месторождении построены и эксплуатируются следующие объекты [36]:

- установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ);
- установка подготовки нефти (УПН);
- блочные кустовые насосные станции (БКНС-36, БКНС-40, БКНС);

- 40 обустроенных кустовых площадок (32 в Томской области, 8 в Омской области);
- объекты электроснабжения – ПС 110/35/6 кВ, ПС 35/6 кВ, ВЛ 110, ВЛ 35, ВЛ 6кВ.

Дорожная сеть развивается в рамках обустройства месторождения с выходом на бетонную дорогу, соединяющую Васюганскую группу месторождений с Игольско-Таловым месторождением, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой.

В 50 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с пос. Новый Васюган, Каймысовской группой нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Зап.-Катильгинское и др.) и г. Стрежевой. Базовым технологическими объектами по подготовке нефти на месторождении является УПН Крапивинская в Томском участке и УПСВ Крапивинская в Омском участке обеспечивающие товарное качество нефти для сдачи внешним потребителям [36].

2.2. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую мощность 2800-3000 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом [36].

Стратиграфическое расчленение разреза проведено по материалам поисково-разведочного бурения на Крапивинской площади с учетом уточненной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири, принятой на шестом Межведомственном стратиграфическом совещании в 2003 г. (г. Новосибирск).

Палеозойская группа - PZ

Доюрские образования

Доюрские образования вскрыты скважинами № 195Р и 200Р в интервалах 2950-3030 м (забой скважины) и 2810-2917 м (забой скважины) соответственно. По керну образования представлены зеленокаменными измененными миндалевидными спилитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания.

Вскрытая толщина – 80-107 м.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система –J

Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью 200-310 м и более. Они подразделяются на три свиты – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Нижне-среднеюрский отдел

Байос-батский ярус

Тюменская свита

Отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований и вскрыты на полную толщину скважинами №№ 195Р и 200Р, где она составила 116 м и 92 м соответственно. В фациальном отношении отложения свиты сложены континентальными осадками – аллювиально-болотными и озерными: неравномерно переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, разнозернистыми песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты более песчанистая, здесь выделяются песчаные пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄, из которых наиболее мощным является последний. Песчаные пласты, в силу их континентального происхождения, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу [34].

Средне-верхнеюрский отдел

Бат-келловей-оксфордский ярус

Васюганская свита

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми скважинами описываемой зоны. Она залегает на глубинах 2644-2751 м, четко выделяется в разрезах скважин и хорошо прослеживается по простиранию. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, и подразделяется на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом [25].

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном, мелководноморскими глинистыми породами – аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, с редкими, тонкими прослойками светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо выдерживается по простиранию, мощность ее 33-36 м.

Верхневасюганская подсвита преимущественно песчанистая и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁, являющийся основным продуктивным объектом как в описываемой зоне, так и практически на всех месторождениях Томской

области. Горизонт Ю₁ формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки [29]:

- подугольную, песчаную, мелководно-морскую, регрессивную;
- межугольную, прибрежно-континентальную;
- надугольную, преимущественно песчаную, мелководно-морскую

В объеме горизонта в описываемой зоне выделяются пласты Ю₁² (надугольная толща), Ю₁^M (межугольная толща) и Ю₁³ (подугольная толща). Продуктивными из которых являются пласты Ю₁² и Ю₁³. Мощность свиты составляет 55-70 м.

Кимериджский ярус

Георгиевская свита

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 4,0-8,0 м.

Волжский ярус

Баженовская свита

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий облик на каротажных диаграммах, делают свиту региональным репером. Толщина свиты 20-28 м.

Вышележащие меловые отложения (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы. Общая толщина отложений – 2623-2730 м [36].

2.3. ТЕКТНИКА

2.3.1. Общая структурно-тектоническая характеристика района

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты район работ относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении – к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юго-восточной части.

Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиальная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойским мегапрогибом.

По отражающему сейсмическому горизонту II^a, приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой -2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина 215 км, ширина 60÷120 км, амплитуда поднятия 350 м. Абсолютные отметки сводовых частей на структурах второго порядка составляют -2300÷-2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой (-2600÷-2650 м).

Каймысовский свод осложнен рядом положительных структур второго и третьего порядка, разделенных прогибами, седловинами, небольшими впадинами. К структурам второго порядка относятся Катыльгинское, Карандашовское и Крапивинско-Моисеевское куполовидные поднятия (к.п.), Ларломкинский и Нововасюганский валы. Структуры третьего порядка, или локальные поднятия, расположены как в пределах валов и куполовидных поднятий, так и в пониженных (депресссионных) зонах.

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» под редакцией Конторовича А.Э. (рисунок 2.2). Крапивинское месторождение приурочено к юго-западному склону Крапивинско-Моисеевского к. п. – структуры II порядка. Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в южной части Каймысовского свода.

В глубинном строении района принимают участие два структурных этажа, разделенных между собой поверхностью углового и стратиграфического несогласия: нижний гетерогенный складчато-блоковый палеозойский фундамент, сложенный сильно метаморфизованными, дислоцированными горными породами различного состава, прорванными интрузиями и осложненными многочисленными тектоническими нарушениями, и верхний платформенный чехол, представленный преимущественно терригенными породами [36].

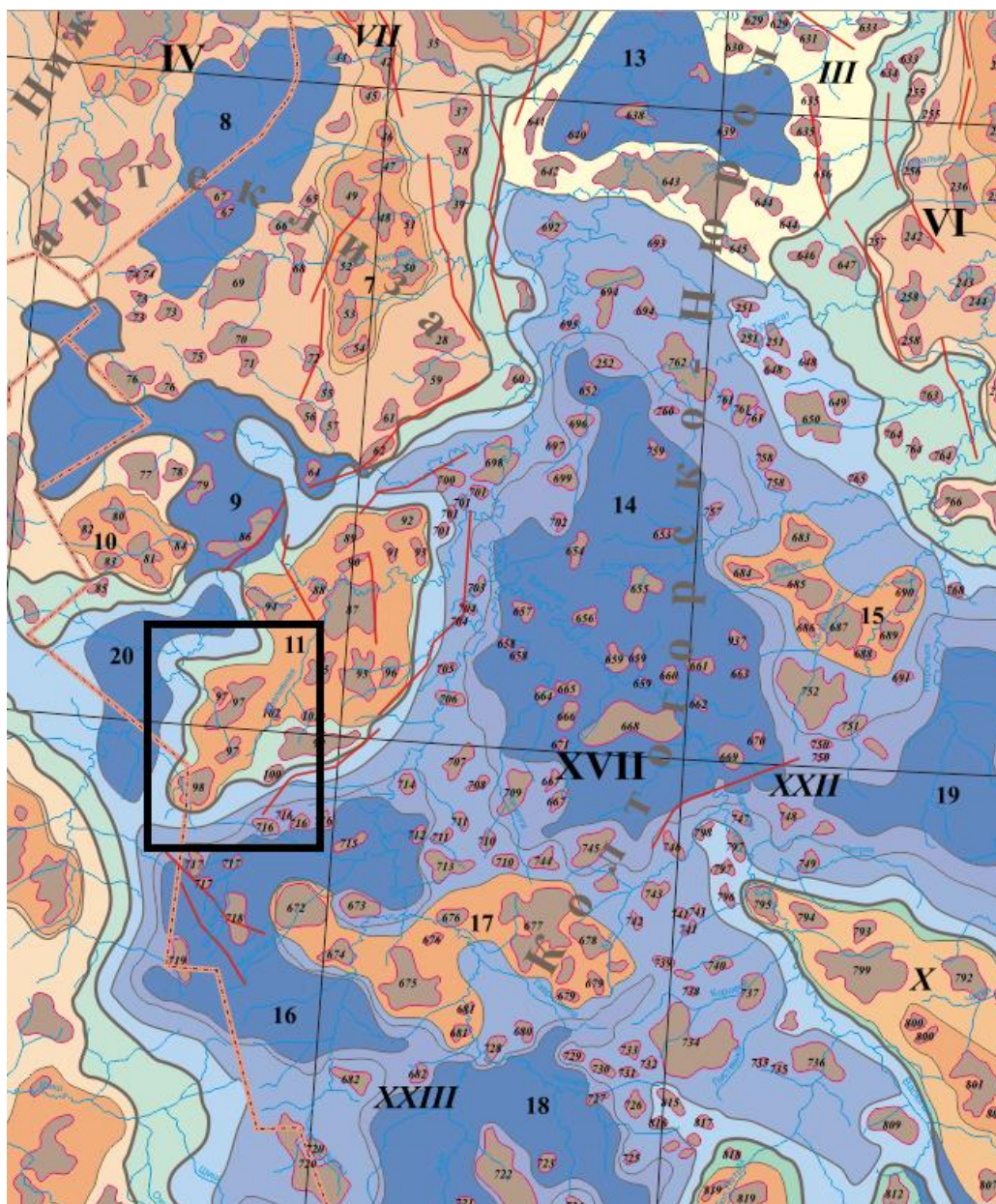


Рисунок 2.2 - Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области, 2001 г. (ред. А.Э. Конторович)

По отражающему горизонту Π^a (подошва баженовской свиты) Крапивинское месторождение приурочено к сложнопостроенной группе пространственно-сближенных локальных поднятий (л. п.), отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами амплитудой 15-20 м [36].

Многочисленные локальные поднятия Крапивинской структуры по морфологическому признаку объединяются в две структуры третьего порядка – Западно-Крапивинскую и Крапивинскую группу поднятий (г. п.). На погруженных склонах этих структур имеется еще ряд мелких локальных поднятий, которые характеризуются как малоамплитудные, малоразмерные структуры-спутники месторождения.

Единой оконтуривающей сейсмоизогипсы по горизонту Π^a локальные поднятия Крапивинской и Западно- Крапивинской группы не имеют. В то же самое время отмечается их общая морфогенетическая характеристика с понижением общей гипсометрии с востока на запад и с северо-востока на юго-запад от -2520 до -2640 м. В плане эти локальные поднятия формируют обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры изометричного и асимметричного типа.

Крапивинская г. п. имеет асимметричную форму, восточное крыло по отношению к западному более крутое и короткое. В связи с этим сводовая часть Крапивинской группы поднятий (район скважины №191Р) приближена к восточному крылу. Абсолютные отметки по отражающему горизонту Π^a в своде поднятия достигают -2515-2520 м. Структура представляется как многокупольная со сложнопостроенной морфологией.

Западно-Крапивинская г. п. (район скважин № 200Р, 220Р, 223Р) выделяется на юго-западном погружении Крапивинской структуры и отделяется от нее межструктурным понижением, состоящим из линейного прогиба и мульды амплитудой 15-20 м. В структурном плане по сейсмогоризонту Π^a в пределах Западно-Крапивинской структуры можно выделить два наиболее крупных локальных поднятия куполовидной формы с оконтуривающими изогипсами -2590 м (район скважины № 200Р) и -2610 м (между скважинами № 220Р и 223Р) [36].

2.4. НЕФТЕНОСНОСТЬ

Район работ приурочен к Каймысовскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области и относится к перспективным землям 1 категории.

На Крапивинском месторождении промышленная нефтегазоносность разреза связывается с двумя песчаными пластами горизонта $Ю_1$ васюганской свиты - $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$, разделенных углисто-глинистой перемычкой $Ю_1^{му}$ толщиной от 2 до 10 м, что наглядно отображено на геологическом разрезе (Приложение А) [37].

Пласты неоднородные, не выдержаны по мощности, литологии и фациям, коллекторским свойствам, продуктивности. В плане залежи по пластам не имеют замкнутого контура нефтеносности на одну ловушку, пространственно и структурно обособляются в виде самостоятельных локальных участков со сложным, смешанным типом экранирования, в т. ч. структурным, литологическим, стратиграфическим. Месторождение относится к многопластовым, нефтяным.

Основные балансовые (промышленные) запасы нефти (более 80%) сконцентрированы в пласте $Ю_1^3$, который характеризуется распространением в его составе разно-дебитных, высоко-, средне- и низко-проницаемых типов коллекторов. Пласт

Ю₁² представляется как низко-дебитный, низко-проницаемый, маломощный и низко-продуктивный.

Особенностью нефтеносного резервуара является «скачкообразное» поведение водонефтяного контакта (ВНК) с разницей абсолютных отметок до 70 м.

Ниже приводится характеристика месторождения отдельно по центральному участку пласта Ю₁³.

Центральный участок с севера, востока и юга ограничен системой «литологических» экранов, проведенных между скважинами №№ 209Р, 442, 195Р, 193Р, 226Р, 210Р с одной стороны и 1301, 196Р, 1323, 472 с другой. На Центральном участке пробурено 68 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне, достигая 18 м, в среднем составляет 9,8 м. Раздельная перфорация пласта проведена в большинстве скважин. Испытание выполнено только в скважинах № 196Р и 204Р, в которой получен максимальный приток безводной нефти дебитом 15,8 м³/сут на штуцере диаметром 8 мм. Остальные скважины были сразу введены в разработку. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы примерно в 50 % фонда скважин. В скважинах № 457, 1309, 445, 454, 455, 458, 1302, 1303, 1307, 1310, 1313, 518, 520, 446, 521, 1325, 1326 и 196Р ВНК вскрыт в широком диапазоне. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2598 м отмечается в скважине 457. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине 1309 –2601 м. Скважина № 519 по данным ГИС имеет водоносную характеристику на а. о. минус 2591 м. ВНК принимается на отметке минус 2587-2600 м. Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта Ю₁³ приведена в Приложении Б [36].

2.5. СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Основные промышленные запасы на Крапивинском месторождении связаны с пластом Ю₁³. В марте 2010 году со скважин месторождения по всей площади были отобраны и исследованы 156 поверхностных проб нефти. Пробы отбирались с целью проследить изменение параметров разгазированной нефти по площади [36].

Пласт Ю₁³

Центральный участок

Разгазированная нефть пласта Ю₁³ Центрального участка охарактеризована тремя поверхностными пробами из двух скважин. Одна проба из скважины № 204Р забракована из-за завышенной плотности.

Физико-химические свойства нефти Центрального участка характеризуются следующими значениями: плотность при стандартных условиях составил 841,1 кг/м³;

вязкость при 20 °С – 5,21 мПа*с, при 50 °С – 2,14 мПа*с. Содержание серы равно – 0,75 % масс., парафинов – 1,85 % масс., смол силикагелевых – 6,71 % масс., асфальтенов – 2,09 % масс. Выход легких фракций до 300 °С составил 47,0 % об. Нефть характеризуется как легкая, маловязкая, сернистая, парафинистая. Согласно ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 типу и 2 классу [36].

Пластовая нефть Центрального участка на момент подсчета запасов была охарактеризована глубинными пробами, отобранными из скважины № 204Р (два пробоотборника), комплекс исследований по ним был выполнен не в полном объеме. Поэтому был выполнен расчет ступенчатой сепарации на текущие на тот момент условия сепарации. В 2009 году из скважины № 196Р были отобраны три контейнера с глубинными пробами, два из которых по результатам исследований были забракованы, очевидно, при отборе был частично потерян газ, о чем свидетельствовала завышенное значение плотности газа в этих пробах после однократной сепарации. Принятые и рекомендуемые параметры пластовой нефти представлены в таблице 2.42. Пластовая нефть центральной залежи имеет следующие характеристики: газовый фактор – 39 м³/т, давление насыщения 4,9 МПа, плотность пластовой нефти 778 кг/м³, вязкость пластовой нефти – 1,27 мПа*с, плотность сепарированной нефти – 838,0 кг/м³, объемный коэффициент – 1,129 [36].

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.1 - Свойства пластовой нефти пласта Ю₁³ Центрального участка

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Пластовое давление, МПа		27,4
Пластовая температура, °С		94
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,0-5,6	4,9
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	36,4-44,5	40,5
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		39,0
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	779,2-792,8	778,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	1,06-1,48	1,27
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	12,2-14,8	13,6

Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³ – при однократном (стандартном) разгазировании – дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,262-1,365	1,322 1,235
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ – при однократном (стандартном) разгазировании	837,1-846,4	840,7 838,0
Пересчетный коэффициент		0,886
Количество исследованных скважин / проб		2/3

Таблица 2.2 - Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа пласта Ю₁³
Центрального участка

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при однократном разгазировании	нефти при дифференциальном разгазировании	газа при однократном разгазировании	газа при дифференциальном разгазировании	пластовой нефти
СО ₂	0,00	0,02	3,57	3,53	0,88
N ₂ +редкие	0,00	0,00	3,19	3,20	0,79
Метан	0,08	0,04	47,99	53,75	11,91
Этан	0,25	0,45	8,93	9,57	2,39
Пропан	2,20	3,21	17,39	15,61	5,95
i-Бутан	1,03	1,56	3,45	1,87	1,62
n-Бутан	4,15	4,53	8,70	7,90	5,27
i-Пентан	2,29	2,63	2,16	0,92	2,26
n-Пентан	3,90	4,00	2,34	1,82	3,52
Гексан+высшие	86,11	83,65	2,29	1,81	65,41
Молярная масса	178,0	173,3	32,83	29,72	141,6
Молярная масса остатка					201,0

3. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1.1. Обзор исследуемого сектора

Центральный регион месторождения является наиболее интересным с точки зрения проведения будущих ГТМ с целью интенсификации добычи нефти. Разработка данного участка была начата в 2000 г. Разработка как сектора, так и месторождения в целом, представляет собой несколько опций: совместная эксплуатация обоих пластов месторождения или дострел пласта Ю₁² в случае снижения планируемого уровня добычи по скважине [31]. С целью поддержания пластового давления используется закачка воды ввиду низкого газового фактора и коэффициента подвижности повсеместно равного более 0,5 и менее 1. На текущий момент фонд скважин представлен следующим количеством: 51 добывающая скважина, 23 нагнетательных скважины и 9 скважин в бездействии. Запасы участка были оценены при помощи накопленного водонефтяного фактора и накопленной добычи с начала разработки региона и составляют 6,7 млн м³ (рис.3.1).

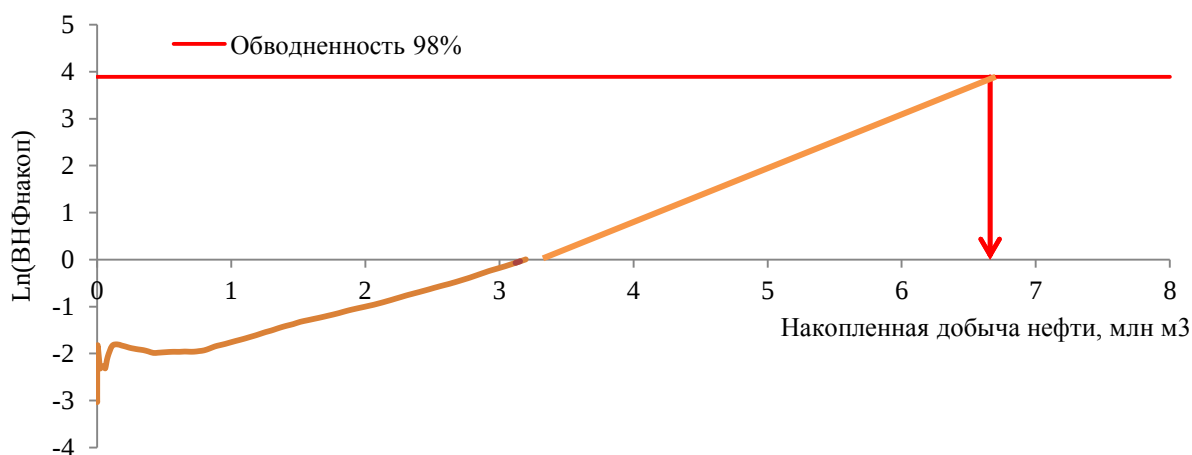
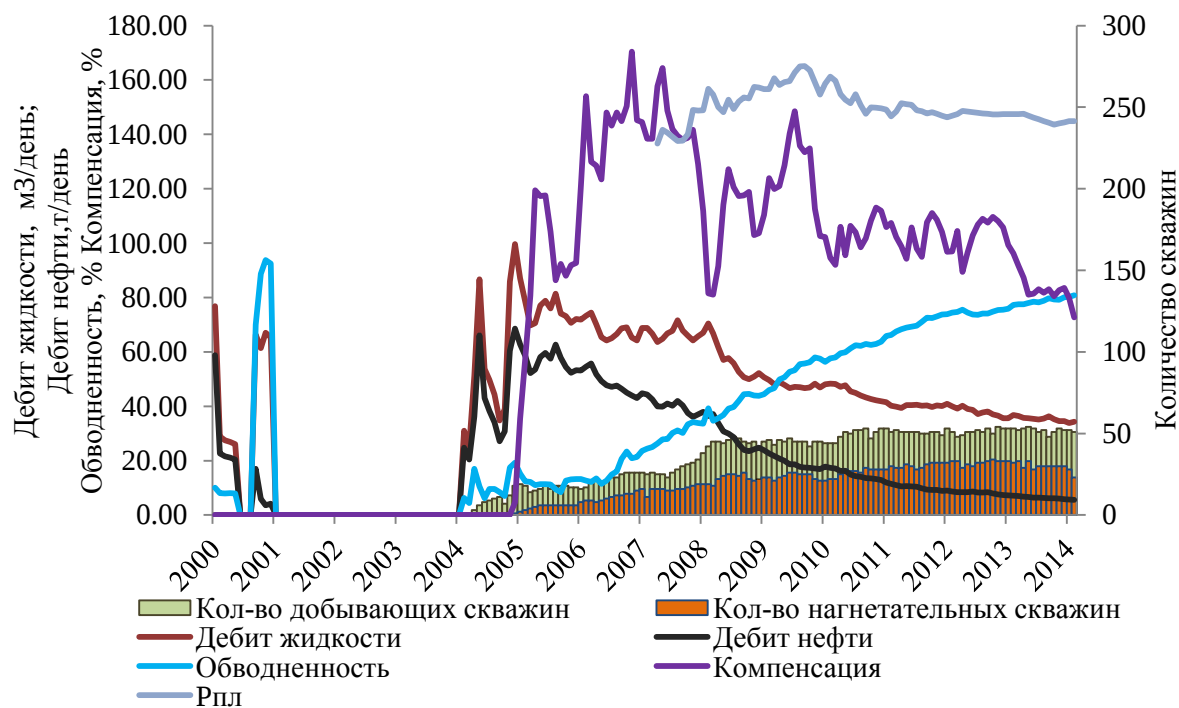


Рисунок 3.1 - Оценка запасов центрального региона месторождения В

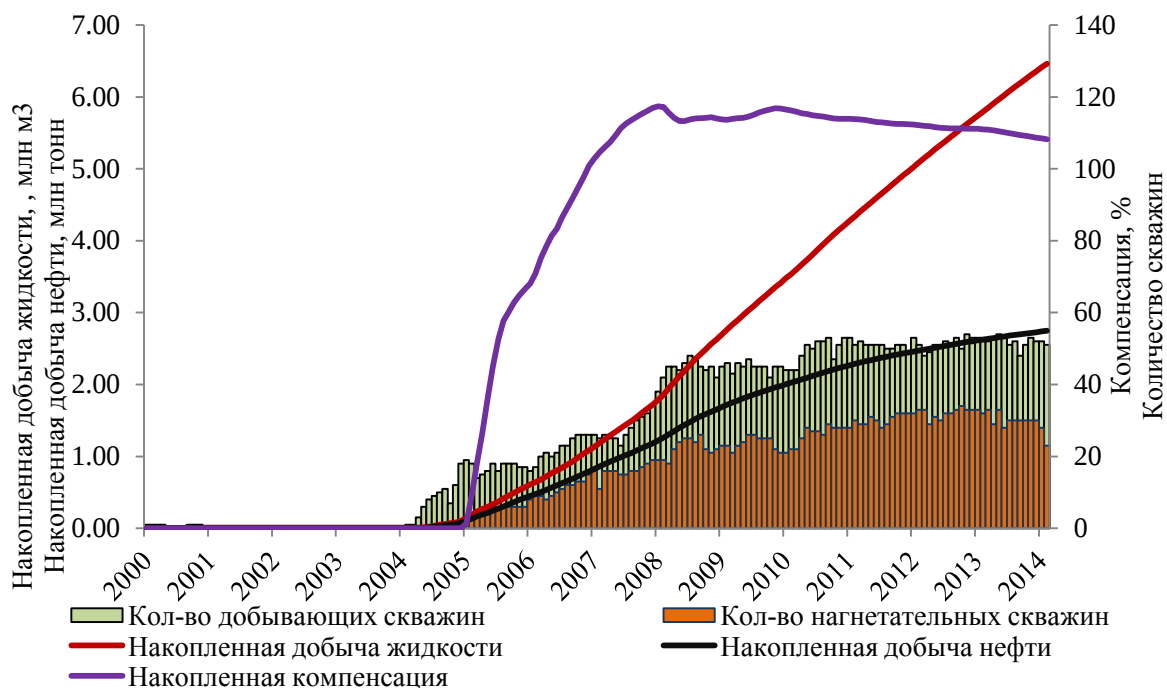
3.1.2. Текущие параметры разработки месторождения

На текущий момент центральный участок месторождения представлен следующими ключевыми параметрами разработки: объемная обводненность 81 %, средний дебит по нефти 27 тонн/день, текущая компенсация 73%, средняя приемистость составляет 122 м³/день, средний дебит жидкости 53 м³/день (рис.3.2а). В случае накопленных параметров разработки: накопленная добыча нефти – 2,75 млн тонн,

накопленная добыча жидкости – 6,46 млн м³, накопленная компенсация – 108 %, накопленная закачка воды – 6,1 млн м³(рис.3.2б).



а



б

Рисунок 3.2 - Параметры разработки центрального участка месторождения: а – текущие, б – накопленные

The figure is a topographic map of the study area, which is an irregularly shaped landmass. The map uses a color gradient to represent elevation, with a legend on the left side. The legend shows a vertical bar with colors ranging from yellow at the bottom to dark red at the top, with numerical labels: 180.0000, 200.0000, 220.0000, 240.0000, 260.0000, 280.0000, 300.0000, 320.0000, 340.0000, and 360.0000. The map itself features numerous contour lines, some of which are labeled with values such as 180, 200, 220, 240, 260, 280, 300, 320, 340, and 360. A north arrow is located on the right side of the map, pointing upwards. The map is outlined with a thick red border.

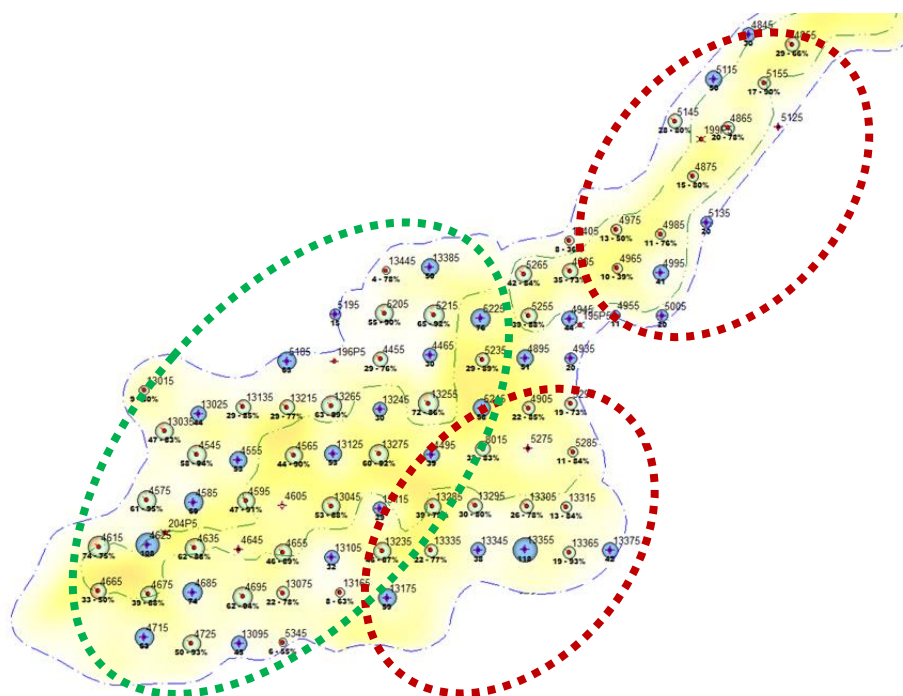


Рисунок 3.4 - Карта текущих отборов центрального участка месторождения В

Низкодебитные скважины располагаются в основном в южной и северо-восточной частях залежи повсеместно с распространением ухудшенных ФЕС (рис.3.5).

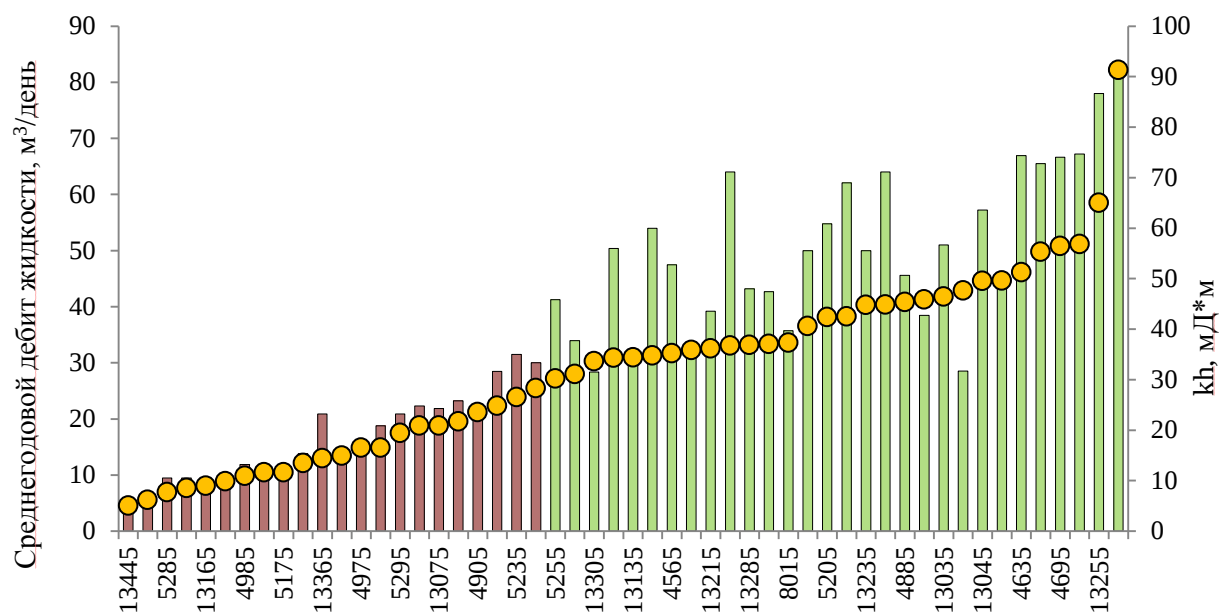


Рисунок 3.5 - Сопоставление дебитов по жидкости с параметром kh

Вследствие высокой геологической неоднородности пластов происходит закономерный прорыв закачиваемой воды от нагнетательных скважин, по дтягивание краевых вод к забоям скважин по высокопроницаемым пропласткам и трещинам, приводящие к опережающему обводнению продукции добывающих скважин. Учитывая, что на большинстве скважин выполнялся ГРП, то, нельзя исключить, что вода в добывающие скважины поступает по искусственным трещинам, созданным в результате гидравлического разрыва пласта [27].

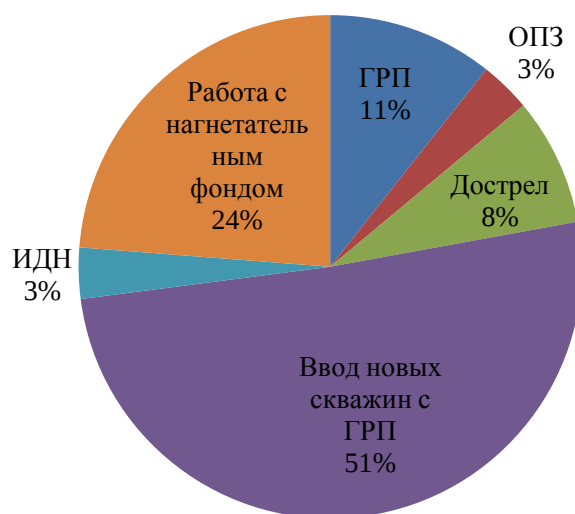
Большинство скважин вводилось в добычу из бурения с ГРП с повышенной начальной обводненностью. Тем не менее, эти мероприятия позволили остановить средний рост обводненности.

Добывающие скважины эксплуатируются с обводнённостью продукции, варьирующейся в широком диапазоне величин. На 1.07.2014 г. минимальная обводненность продукции зафиксирована на скважине № 13405 и составляет 34 %.

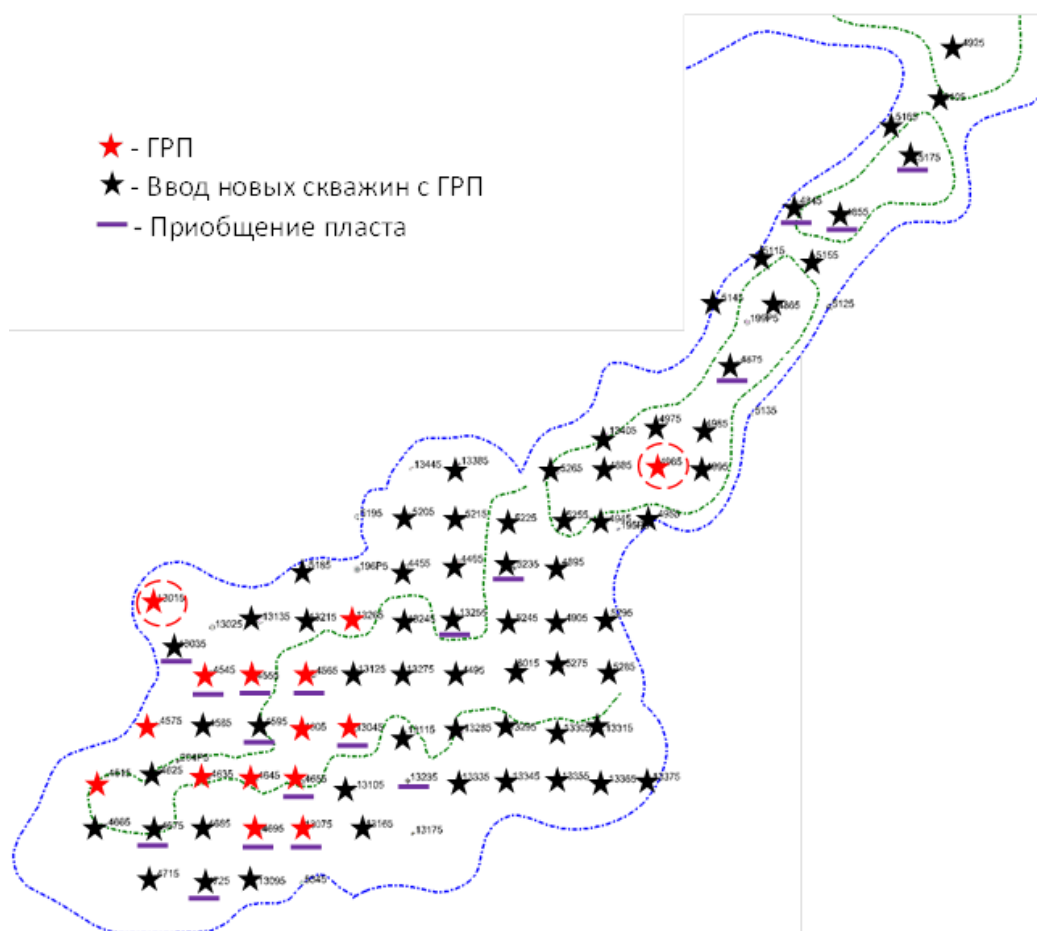
3.1.3. Анализ проведенных геолого-технических мероприятий

За период с 2004 по 2014 гг. на участке в общей сложности было проведено 93 операции, в числе которых 13 ГРП, 10 дострелов на вышележащий пласт Ю₁², 4 ОПЗ на нагнетательных и одной добывающей скважинах. В общее количество также входит ввод

новых скважин с ГРП в количестве 62 операций (рис.3.6). Процент успешно проведенных ГТМ согласно плану разработки участка – 90%.



а



б

Рисунок 3.6 - Статистика проведенных ГТМ на центральном участке за весь период разработки

3.1.3.1. Анализ проведенных операций по приобщению пласта Ю₁²

За период с 2006 по 2011 гг. на участке было проведено 11 дострелов на вышележащий горизонт с целью интенсификации добычи нефти (рис.3.7).

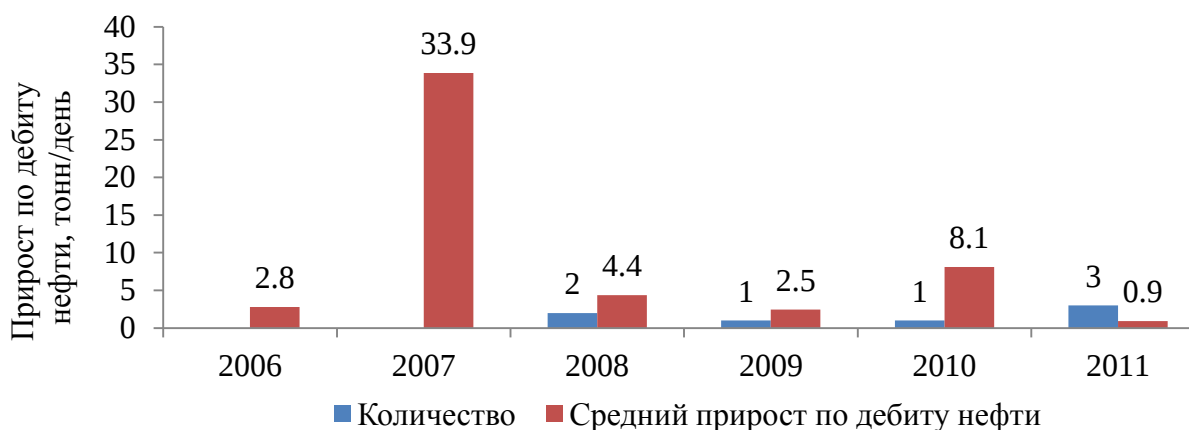
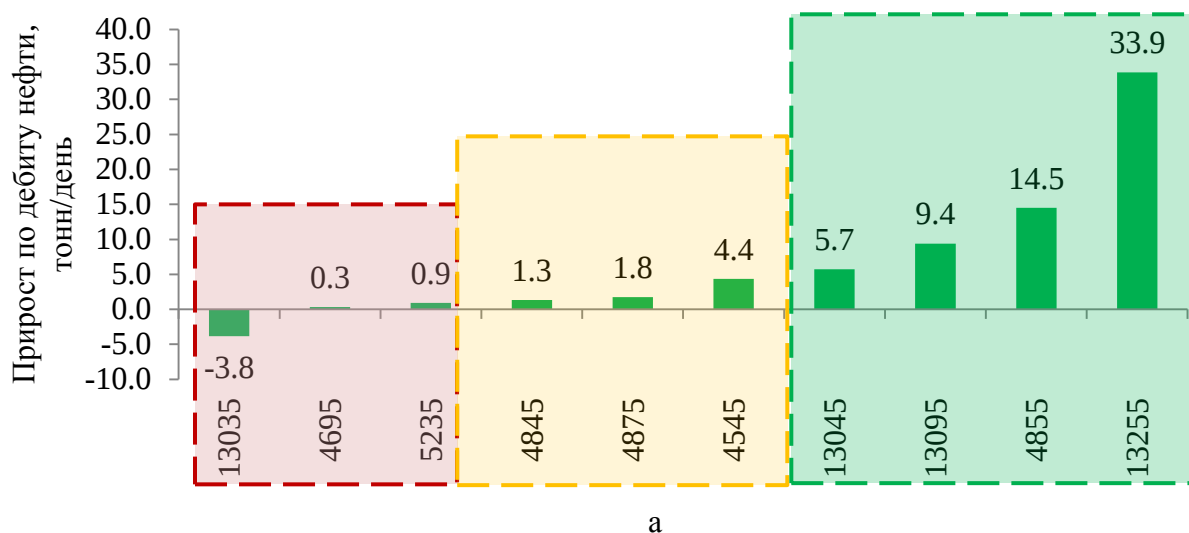


Рисунок 3.7 - Статистика проведенных операций по приобщению пласта: а – поскважинный прирост дебита по нефти; б – годовой прирост дебита по нефти

Ввиду низких ФЕС центральной залежи месторождения основным способом разработки является совместная эксплуатация обоих пластов и объединение вышеупомянутых в один объект разработки. Ко всему прочему, большая часть скважин была введена в работу с ГРП, на скважинах в зоне значительных остаточных запасов были проведены повторные ГРП. Таким образом, основной причиной недополучения планового прироста по нефти в случае дострела вышележащего горизонта является более раннее

начало дренирования данного пласта ввиду роста трещины вверх по разрезу. Явным примером может служить скважина 4695, на которой был проведен ГРП в 2005 г. и последующий дострел пласта Ю₁² в 2012 г. (рис.3.8).

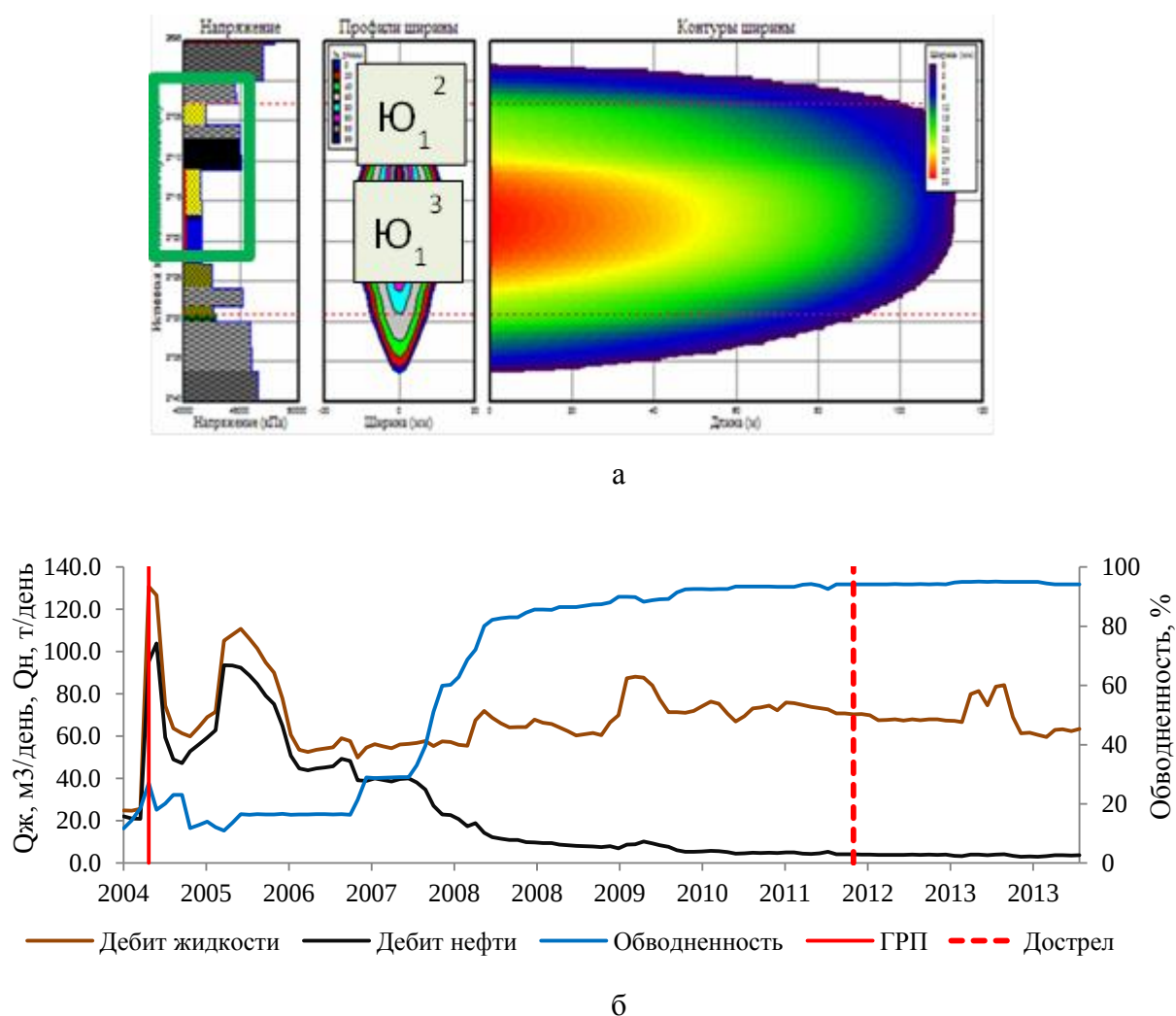
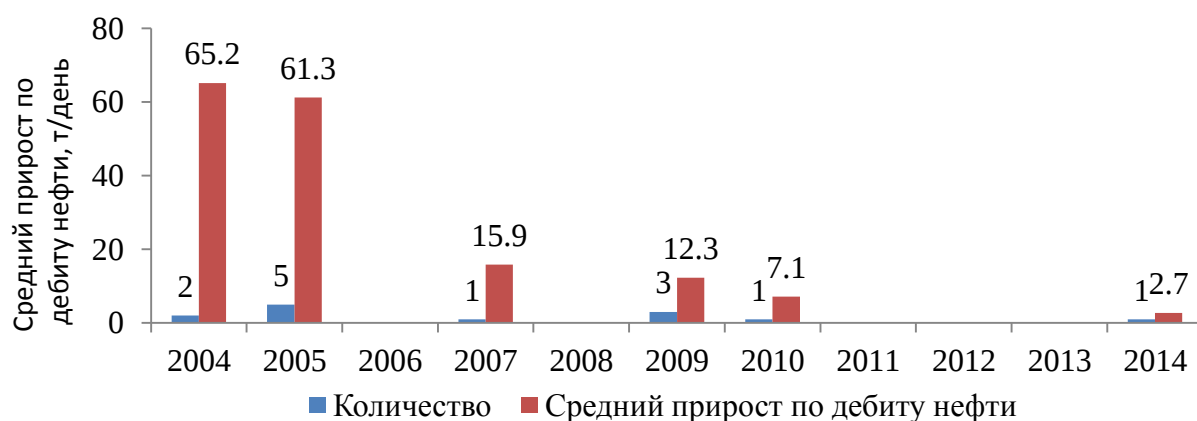
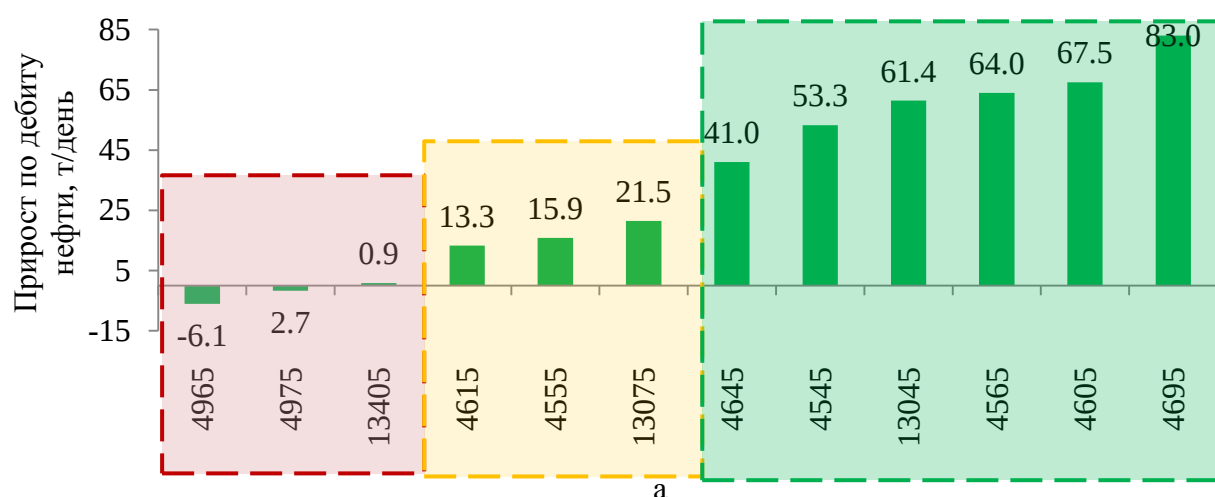


Рисунок 8 - а – дизайн трещины ГРП (01.01.2005 г.), б – параметры скважины 4695

3.1.3.2. Анализ проведенных ГРП

За период с 2004 по 2014 гг. на участке было проведено 13 крупных ГТМ – гидравлические разрывы обоих пластов с целью интенсификации добычи нефти (рис.3.9) по искусственным каналам трещин.



б

Рисунок 3.9 - Статистика проведенных операций ГРП: а – поскважинный прирост дебита по нефти; б – годовой прирост дебита по нефти

Некоторые из проведенных операций можно характеризовать как неуспешные ввиду несоответствия планируемых и фактических дебитов скважин (таблица 3.1).

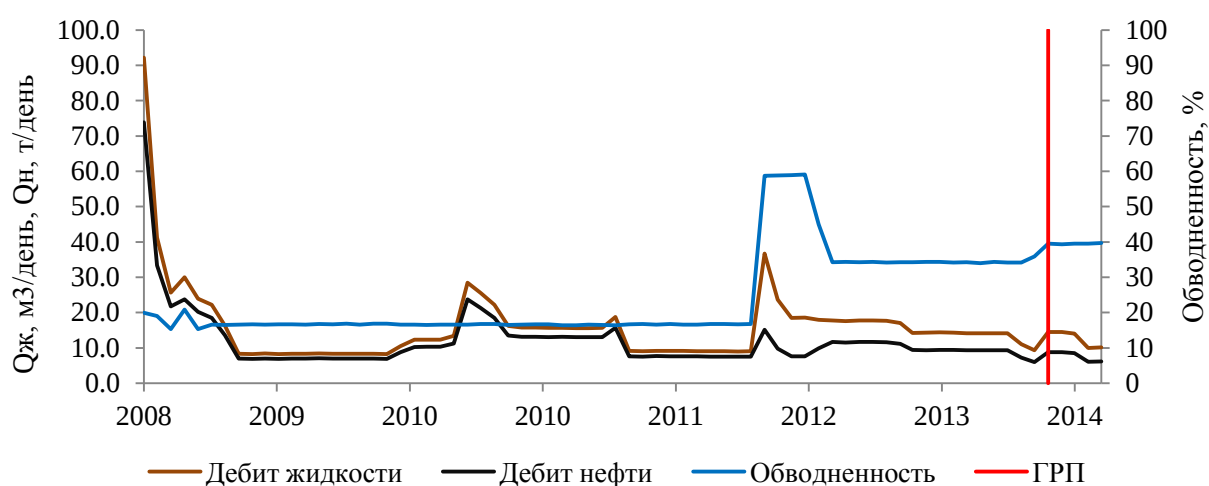
Таблица 3.1 - Параметры скважин-кандидатов на ГРП до и после ГТМ, 2010 – 2014 гг.

Скважина	Тип параметра	КН, мД*м	Обводненность, %	Скин-фактор	Рпл, атм	Рзаб, атм	Qн, тонн/день	Qж, м3/день
4965	План	11	50	-4.7	240	46	17	40
	Факт	10	35	-5	150	50	10.8	20
13405	План	17	65	-4.7	275	54	17.3	59
	Факт	24	63	-5.2	186	70	18.6	59
4975	План	19	40	-4.7	245	50	27.9	55
	Факт	19	38	-5.3	191	50	26	50

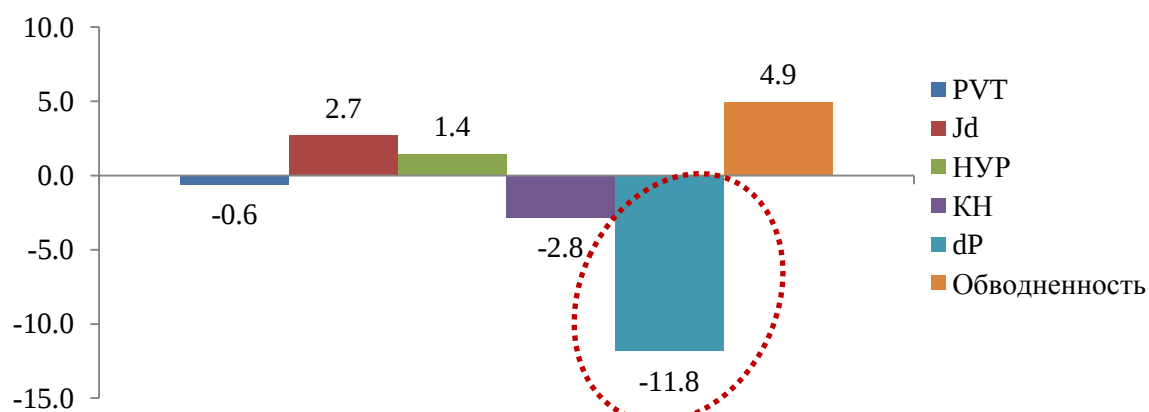
Для определения весового влияния всех вышеуказанных параметров на фактический прирост после проведения ГТМ использовался факторный анализ.

На рисунке 3.10 представлены параметры по скважине 4965, а также разбивка на факторы отклонения от планового прироста. Также был проанализирован отчет о

проведенном в 2013 г. ГРП на оба пласта: технологических проблем во время проведения операции не возникло, планируемый объем проппанта был закачан в полной мере. Однако, фактическое отклонение дебита от планового составляет -6,2 т/день. Как показал факторный анализ, основной вклад в данное отклонение вносит параметр отклонения по давлению – в данном случае, пластовому (табл.3.1). Очевидно, что при планировании ГТМ расчет потенциала скважины велся с переоцененным пластовым давлением, возможно, ввиду отсутствия динамических данных по этой скважине или соседним.



а



б

Рисунок 3.10 - а – параметры скважины 4965; б – факторный анализ по скважине 4965

В случае скважины 4975, ГРП на которой был проведен в 2012 г. на оба пласта, отклонение от планового при роста составило не более 2 т/ день. Плановый дебит по нефти при расчете потенциала скважины на ГТМ составлял 27,9 т/день. Проведенный ГТМ можно считать успешным. Однако, согласно факторному анализу (рис.11б), такие

фактические параметры как давление и скин-фактор в значительной мере разнятся с плановыми величинами. Математически данные факторы нивелируют влияние друг друга на финальный фактический прирост (табл.3.1), однако, очевидна необходимость уточнения данных пластовых параметров с целью обеспечения максимально приближения к физике пласта при дальнейшем планировании каких-либо операций в окружении данной скважины.

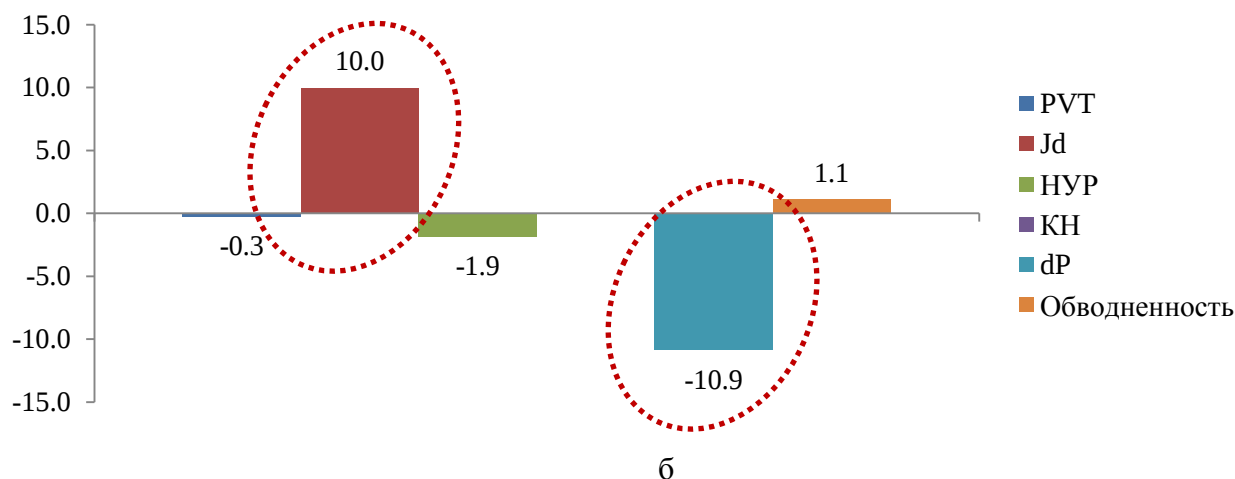
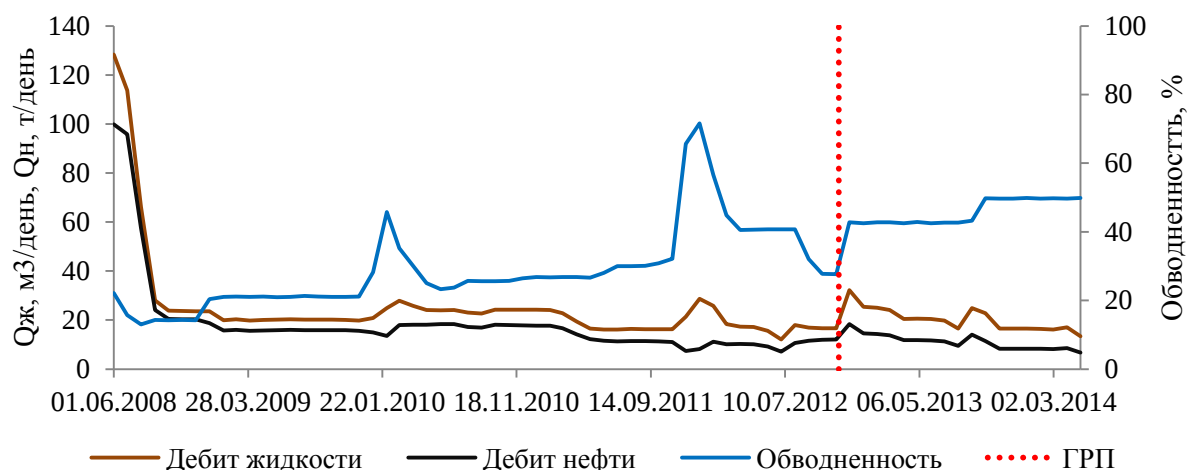


Рисунок 3.11 - а – параметры скважины 4975; б – факторный анализ по скважине 4975

Скважина 13405 была введена с ГРП, далее, в 2012 г., на ней был проведен повторный ГРП, результатом которого стало превышение плана по приросту дебита нефти на 1,2 т/день. Рассмотрение факторного анализа по скважине позволяет сделать вывод о несовпадении реальных и закладываемых при расчетах данных: аналогично скважине

4975 наблюдается переоцененное пластовое давление, а также недооцененное значение параметра kh (рис.3.126).

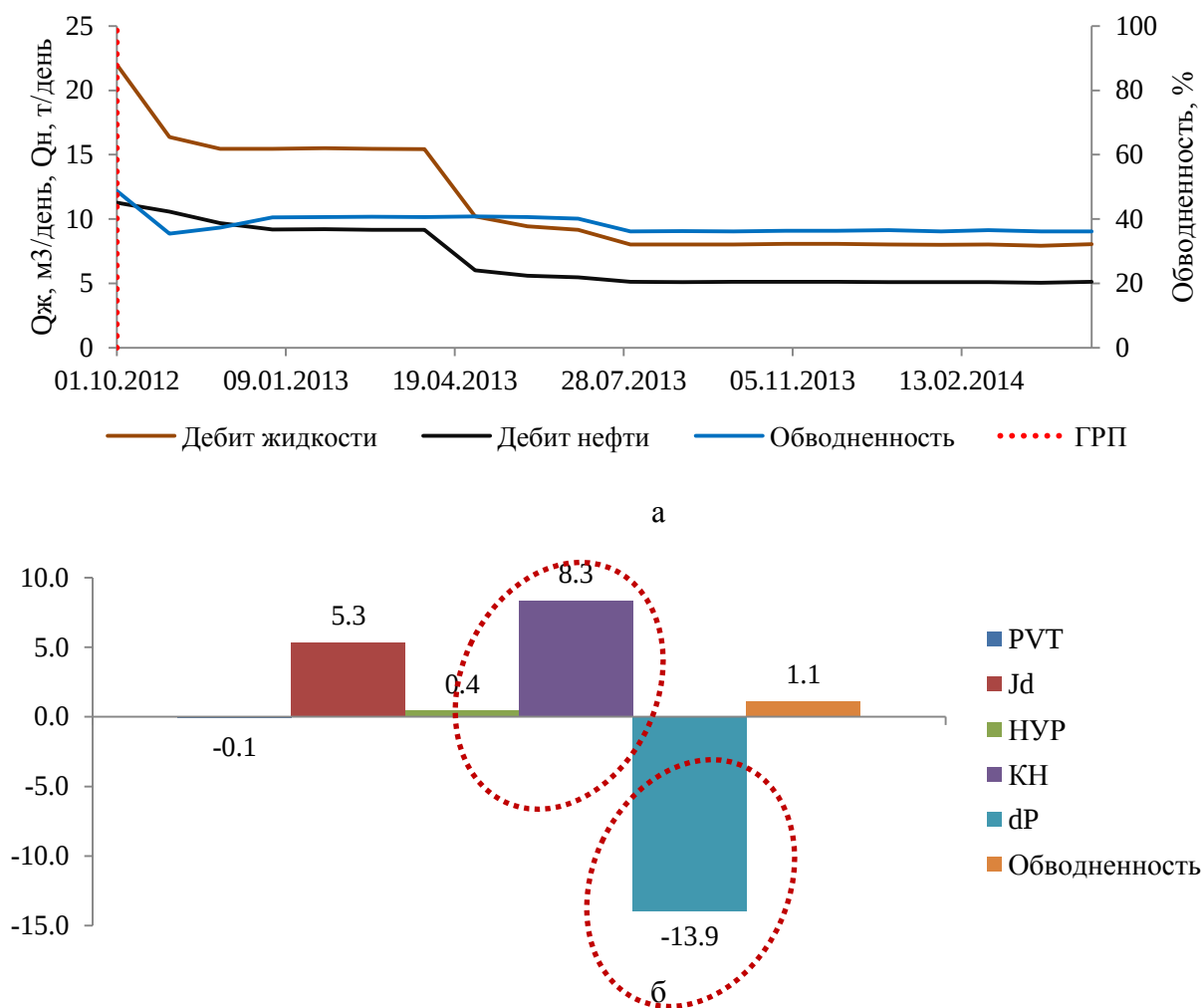


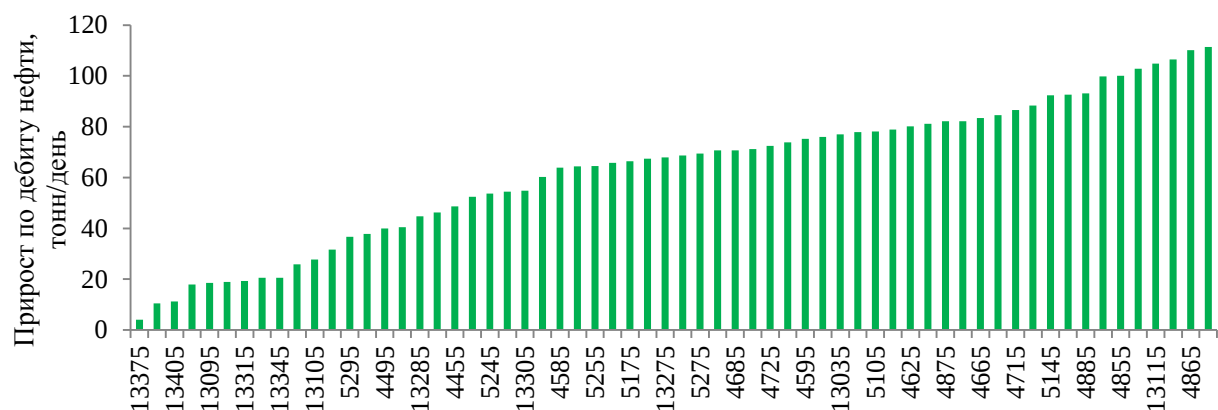
Рисунок 3.12 - а – параметры скважины 1338; б – факторный анализ по скважине 13405

3.1.3.3. Анализ операций по вводу новых скважин с ГРП

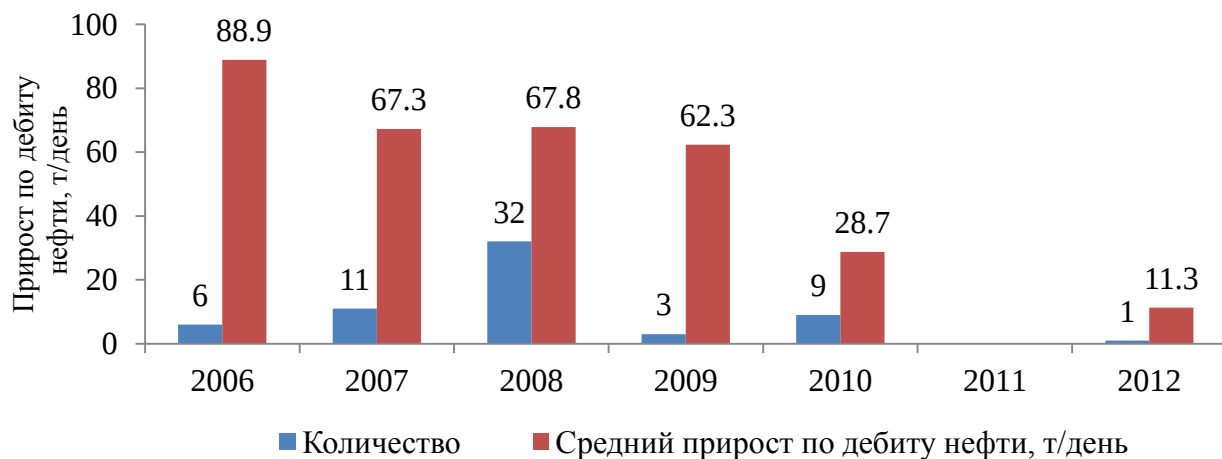
За период с 2006 по 2012 гг. на участке было введено 62 скважины с ГРП. Данный ГТМ, очевидно, является наиболее часто применяемым ввиду геологии и физики пластов залежи центрального региона (см. главу 2). На рис.13 приведена статистика по проведенным операциям: годовой среднесуточный прирост составляет не менее 11 т/день. За период с 2010 по 2014 гг. было введено 3 новых скважины с ГРП: 13445, 13385, 5345 – разбуривание южного и северного участков залежи вблизи контура ВНК (табл.3.2). Скважина 13385 позднее была переведена в нагнетательный фонд для уплотнения системы ППД и ввиду низкой тоннажности.

Таблица 3.2. Расчетные и фактические параметры скважин, 2010 – 2014 гг.

Скважина	Тип параметра	КН, мД*м	Обводненность, %	Скин-фактор	Рпл, атм	Рзаб, атм	Qн, тонн/день	Qж, м3/день
5345	План	13	45	-4.5	255	60	22.8	49
	Факт	13	23	-4.5	255	64	30.5	47
13405	План	6.2	15	-4.5	270	60	15.1	21
	Факт	5.3	18	-4.5	270	47	13.2	19
13445	План	14.5	15	-4.5	270	60	37.3	52
	Факт	13.5	18	-4.5	270	56	37.4	54
13385	План	31	65	-4.7	285	65	43.5	147
	Факт	27.4	78	-3.7	275	53	15.8	85



а

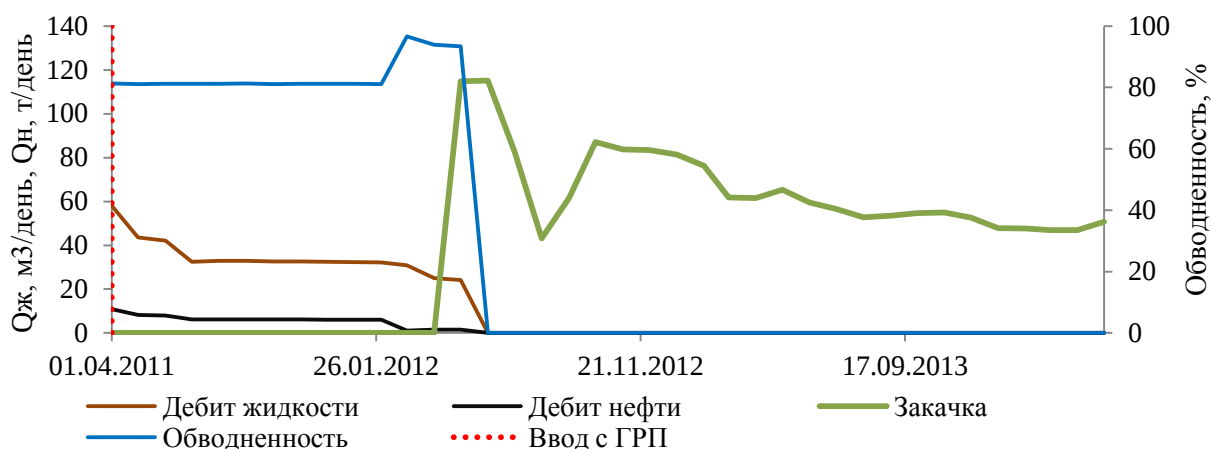


б

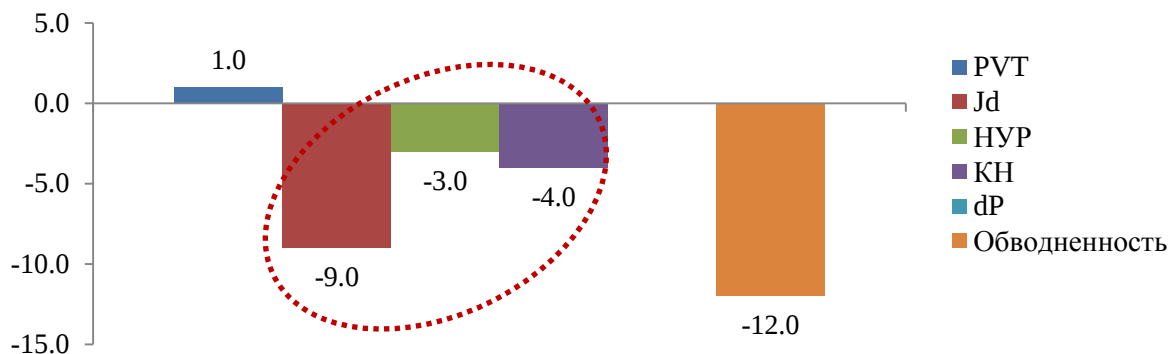
Рисунок 3.13 - Статистика проведенных операций ГРП: а – поскважинный прирост дебита по нефти; б – годовой средний прирост по дебиту нефти

Скважина 13385, в последствии переведенная в ППД, была введена с ГРП в 2011 г. с запускным дебитом 15,8 т/день, в то время как запланированный дебит составлял 43,5

т/день. Для данной скважины было рассмотрено влияние каждого из факторов, перечисленных в табл.3.2, на отклонение от планового прироста.



а



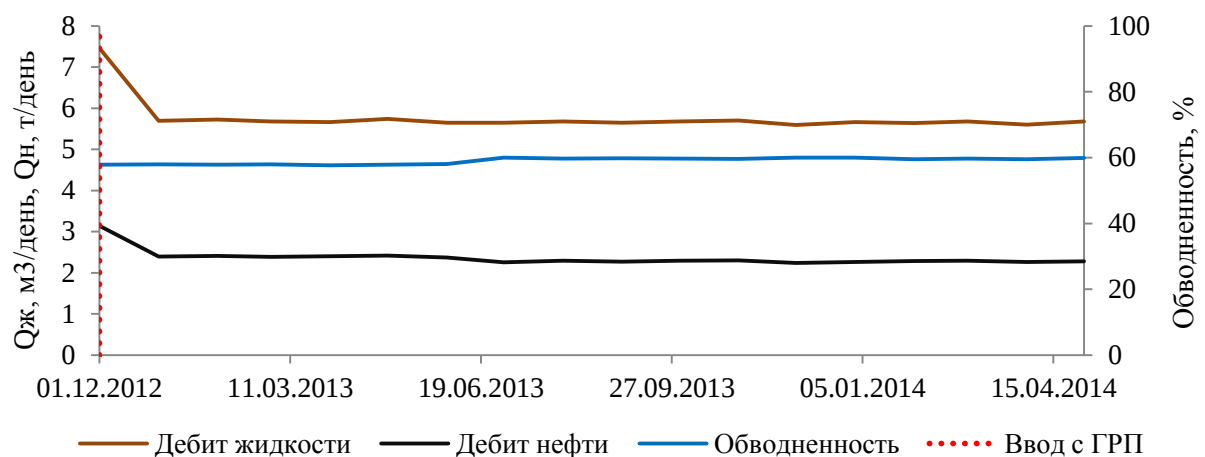
б

Рисунок 3.13 - а – параметры скважины 13385; б – факторный анализ по скважине 13385

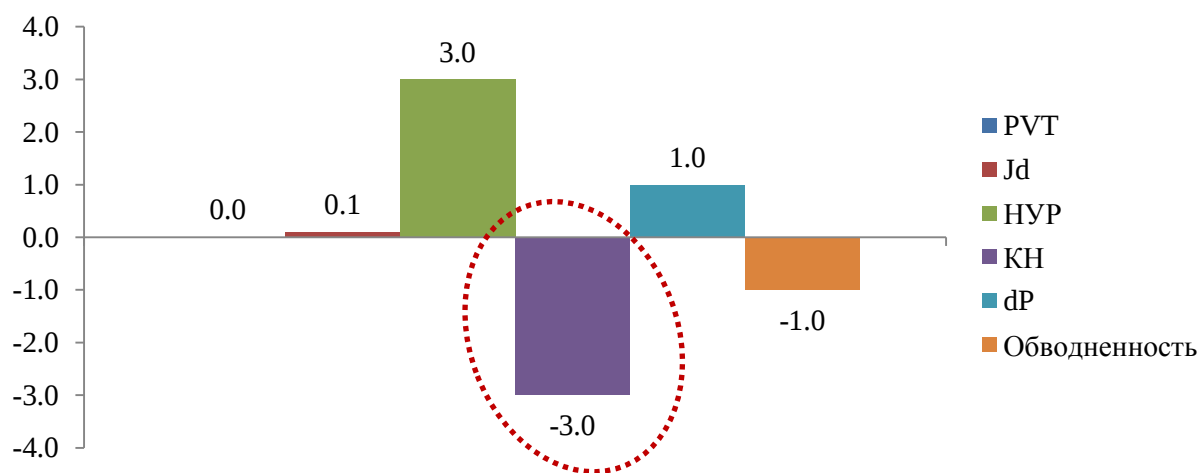
Скважина находится вблизи внешнего контура ВНК, активность которого могла послужить на более раннее обводнение продукции – вклад фактора обводненности. В случае с пластовыми параметрами также видна несогласованность плановых и промысловых данных. Суммарное отклонение от планового прироста по дебиту нефти составило -27 т/день. Позднее скважина была переведена в ППД ввиду имеющихся экономических лимитов по эксплуатации скважины.

Скважина 13445 расположена вблизи скважины 13385 – около внешнего контура ВНК. Скважина была введена с ГРП в 2011 г. с запусковым дебитом 37,4 т/день, что на 0,1 т/день больше плановой величины (табл.3.2). Из факторного анализа наглядно виден вклад параметра kh (возможна некорректная интерпретация данных ГИС) – переоценка в 1 мД в случае залежи с ухудшенными ФЕС является весомой (рис.3.14б).

Следующая скважина – 5345 – находится непосредственно на внешнем контуре ВНК и является низкодебитной. Скважина была введена в 2011 г. для уплотнения сетки и ввиду планируемого дальнейшего разбуривания участка согласно проекту разработки месторождения. В результате проведенного ГТМ отклонение от плана составило +7,7 т/день. Основной фактор, оказавший влияние на данное отклонение – более низкое значение обводненности полученной продукции (рис.3.15).

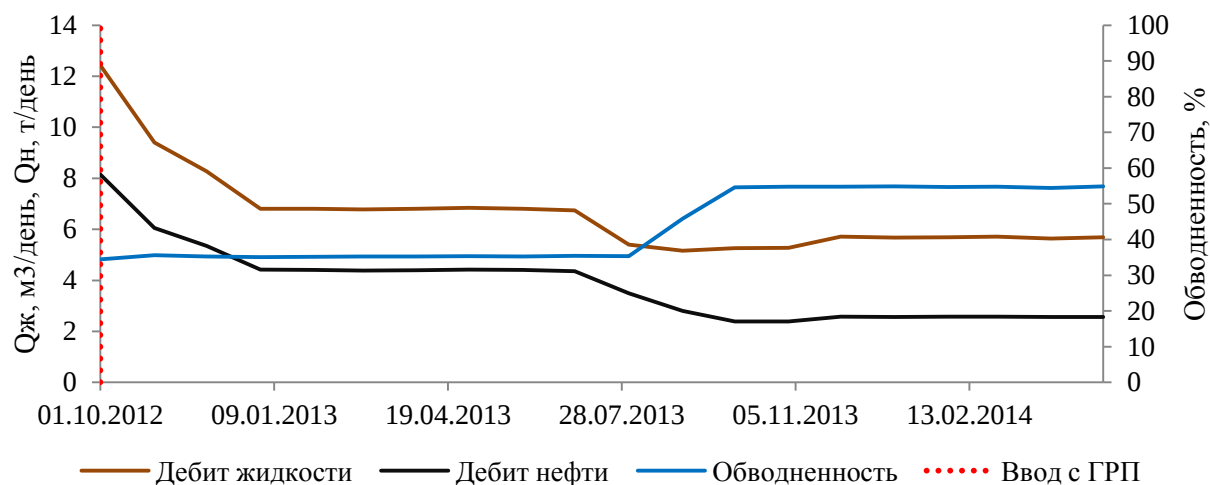


а

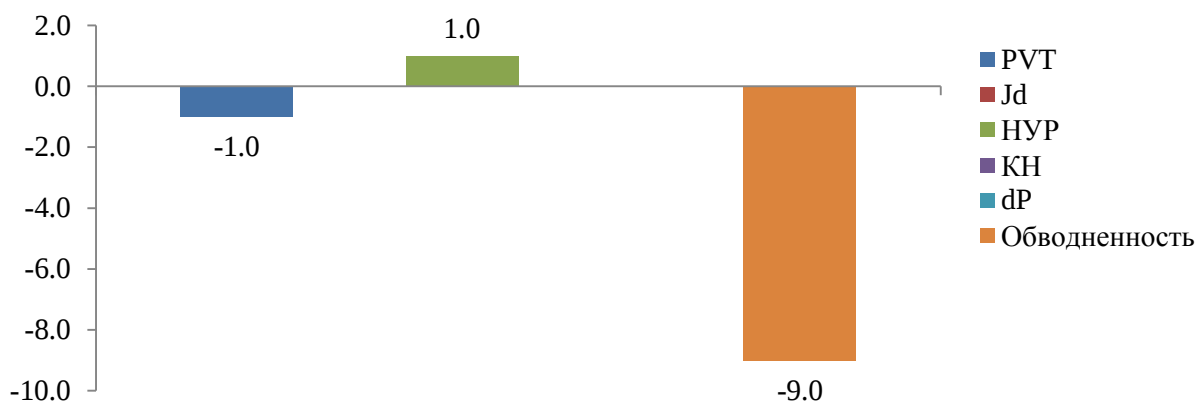


б

Рисунок 3.14 - а – параметры скважины 13445; б – факторный анализ по скважине 13445



а



б

Рисунок 3.15 - а – параметры скважины 5345; б – факторный анализ по скважине 5345

Для определения фактических пластовых параметров, которые наиболее явно влияют на уровень прироста при расчете потенциала скважины на ГТМ, будет использован анализ добычи по динамическим данным последнего запуска скважин с датчиков ТМС, практическая часть которого была выполнена в программном продукте Toraze, Карра [4].

3.2. АНАЛИЗ ДОБЫЧИ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

3.2.1. Скважина 4965

Скважина 4965 находится в северо-восточной части центрального участка месторождения В. На данный момент обводненность по скважине составляет 39 % (весовая). Данная скважина расположена вблизи трех добывающих и трех нагнетательных скважин, а также внутреннего контура ВНК, за счет которых возможна как значительная подпитка, так и интерференция.

На данной скважине был проведен гидравлический разрыв пласта в конце 2013 года, который не дал планируемого прироста по дебиту нефти (см. главу 3.1). Во время проведения ГРП технологических проблем не возникло, планируемый объем проппанта был закачан в полной мере. ГРП был проведен на оба пласта месторождения.

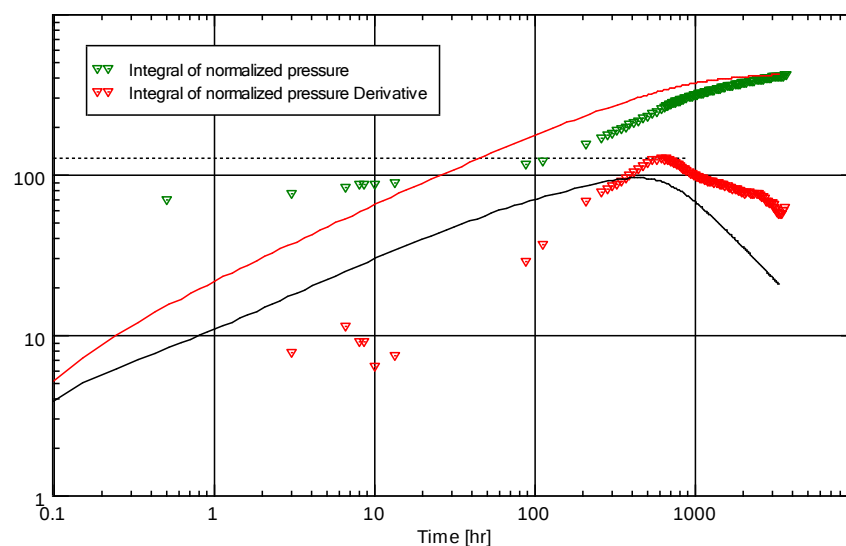
Для скважины 4965 был выбран следующий промежуток исследования динамических данных согласно записям о последнем запуске скважины: 11.04.2012 – 27.12.2012 г. Для анализа использовались данные с датчиков термоманометрической системы, фиксирующих давление на приеме на насоса, а также почасовые дебиты по жидкости. Корректировка величин забойного давления осуществлялась с учетом местоположения верхних дыр перфорации (~ 10 атм).

Следующим шагом стала идентификация величины абсолютной проницаемости при помощи зависимости интеграла нормализованного давления и производной данного интеграла от эквивалентного времени (t_e – отношение накопленной добычи к дебиту) в билогарифмическом масштабе [7]:

Нормализованное давление = $\frac{p_i - p(t)}{q(t)}$, где p_i – начальное давление, атм; $p(t)$ – давление в определенный момент времени, атм; $q(t)$ – дебит по жидкости в соответствующий момент времени, м³/день.

Интеграл нормализованного давления = $\frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{p_i - p(t)}{q(t)} dt$, где t_e – эквивалентное время.

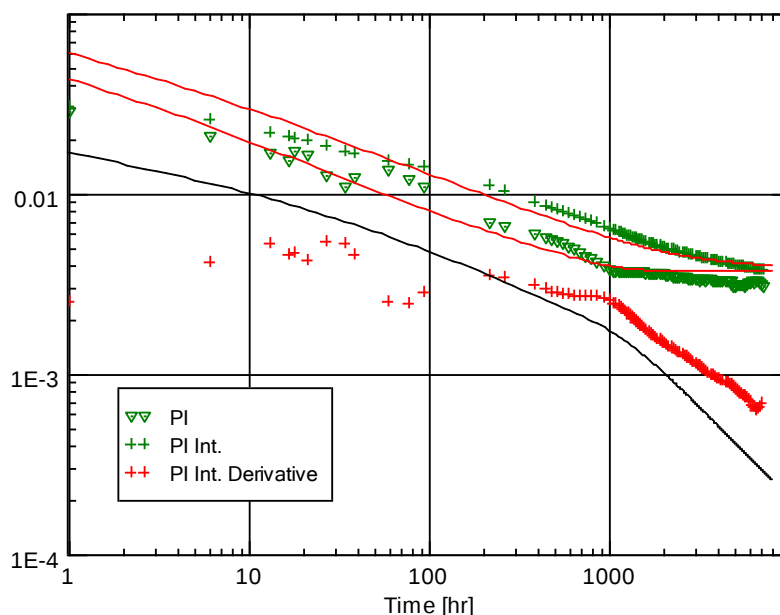
Согласно полученному графику стабилизация производной соответствует величине проницаемости равной 1,75 мД (рисунок 3.16). По дальнейшему поведению производной также возможно оценить предполагаемый радиус дренирования скважины, R_e .



Loglog plot: $\text{Int}[(p_i - p) \cdot q_{\text{ref}} / q] / t_e$ and $d[\text{Int}[(p_i - p) \cdot q_{\text{ref}} / q] / t_e] / d \ln(t_e)$ [atm] vs $t_e / 2$ [hr]

Рисунок 3.16 - График зависимости интеграла нормализованного давления и производной данного интеграла от эквивалентного времени

Для дальнейшей интерпретации динамических данных необходимо определиться с применяемой гидравлической моделью скважины. Для данной цели применялась оценка поведения производной давления на графике в билогарифмическом масштабе (рисунок 3.16) и график Блэйсингейма (рисунок 3.17) [4].



Blasingame plot: $q / q_{\text{ref}} / (p_i - p)$, $\text{Int}[q / q_{\text{ref}} / (p_i - p)] / t_e$ and $d[\text{Int}[q / q_{\text{ref}} / (p_i - p)] / t_e] / d \ln t_e$ [(atm)⁻¹] vs t_e [hr]

Рисунок 3.17 - График Блэйсингейма: красные плюсы – производная Кпрод по логарифму t_e ; зеленые треугольники – Кпрод; зеленые плюсы – интеграл Кпрод.

По виду графика Фетковича возможно оценить механизм вытеснения: характерная «полочка» на графике (за исключением шумов ввиду низкой дискретности данных) говорит о гравитационном характере вытеснения (рисунок 3.18).

Исходя из вышеуказанных графиков использовалась модель с трещиной конечной проводимостью и, таким образом, границей постоянного давления.

В качестве входных параметров для анализа при уточнении конституции пласта использовались данные с геолого-физической характеристики месторождения В, данные ГИС, а также отчеты о проведенных ГРП [4].

В число фиксирующихся параметров при создании модели входят полудлина трещины, x_f , и определенная ранее проницаемость. В числе параметров, которые итеративно подбираются при моделировании для максимального совпадения фактических и модельных данных – скин-фактор, радиус дренирования, начальное давление, проводимость трещины.

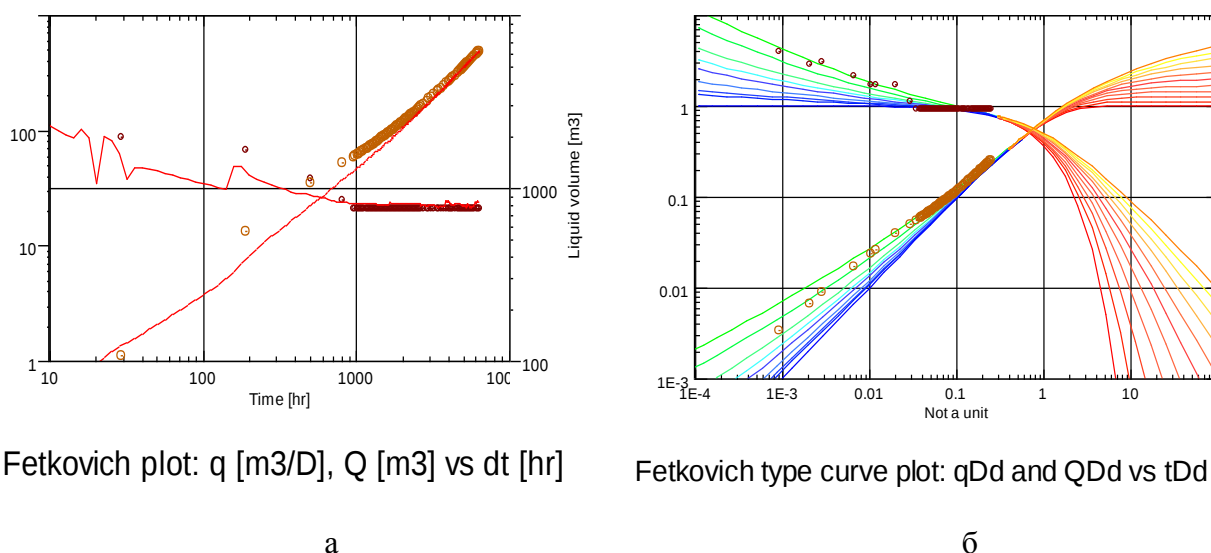
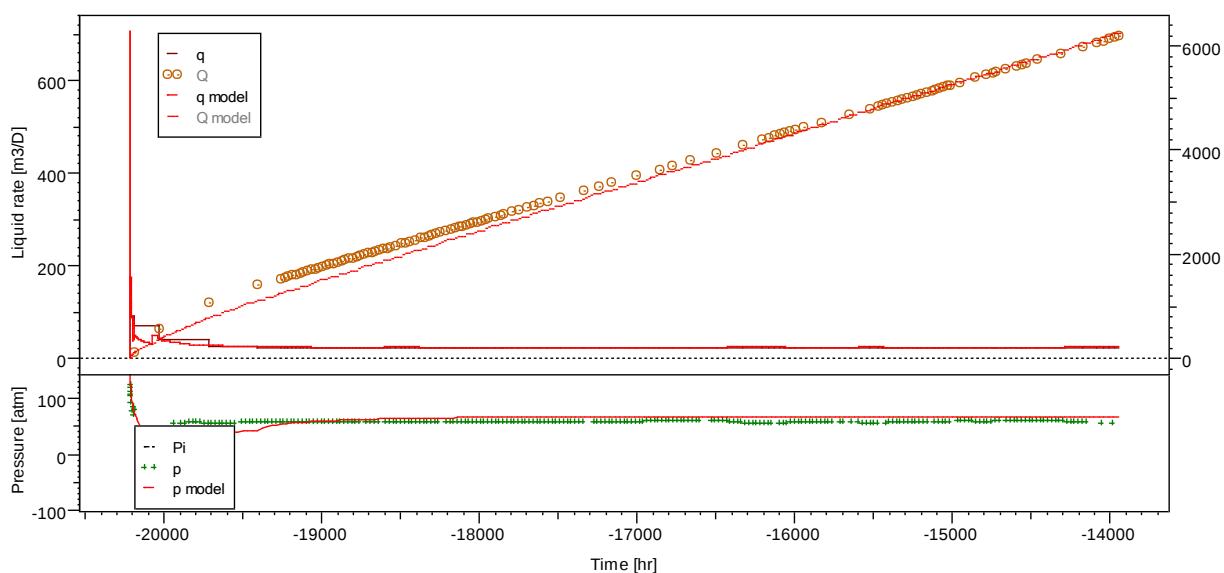


Рисунок 3.18 - а – график Фетковича: зависимость дебита и накопленного объема добычи от времени, б – палеточная кривая Фетковича: зависимость безразмерных дебита и накопленного объема добычи от безразмерного времени

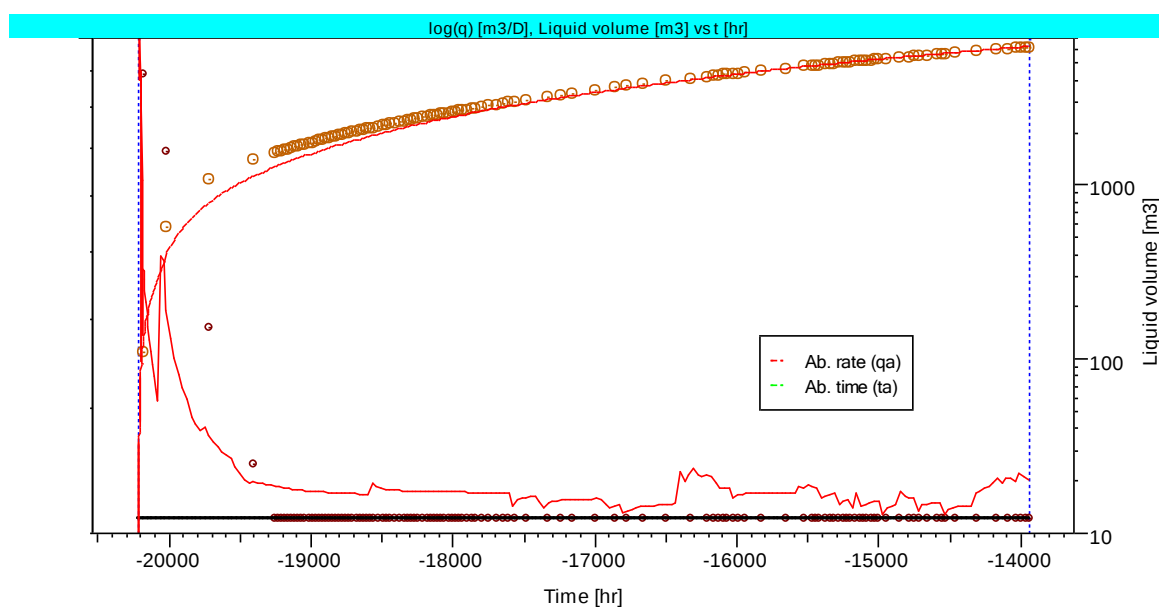
При помощи инструментария программного продукта Toraze была посчитана аналитическая модель скважины 4965 представляющая собой частную модель с трещиной конечной проводимости. Для настройки модели и достоверности отклика на фактические данные итеративно подбирались вышеупомянутые параметры [4]. Отклик модели проверялся путем сопоставления кривых на диагностических графиках (рисунок 3.17 – 3.19) и на графике динамики добычи (рисунок 3.20).



Production history plot (Liquid rate [m3/D], Pressure [atm] vs Time [hr])

Рисунок 3.19 - Сопоставление фактических и модельных данных по динамике давления и добычи скважины

Анализ темпа падения осуществлялся с помощью графиков Арпса ($b=0$). Из графика (рисунок 3.20) видна линейность (черная кривая), которая говорит об экспоненциальном темпе падения.



$\log(q)$ [m3/D], Liquid volume [m3] vs t [hr]

Рисунок 3.20 - График Арпса, $\log(q)$ vs t

Исходя из проведенного анализа добычи скважины 4965 были получены следующие параметры (после формирования и уточнения аналитической модели) скважины:

Таблица 3.3 - Результаты аналитического моделирования по динамическим данным скважины 4965

Параметр	Значение	Размерность
k, среднее	0.97	мД
kh	9.73	мД.м
P_i	173.01	атм
Re	374.00	м
Скин-фактор (загрязнение ПЗП)	0	
Геометрический скин-фактор	-6.59	
Суммарный скин-фактор	-6.59	

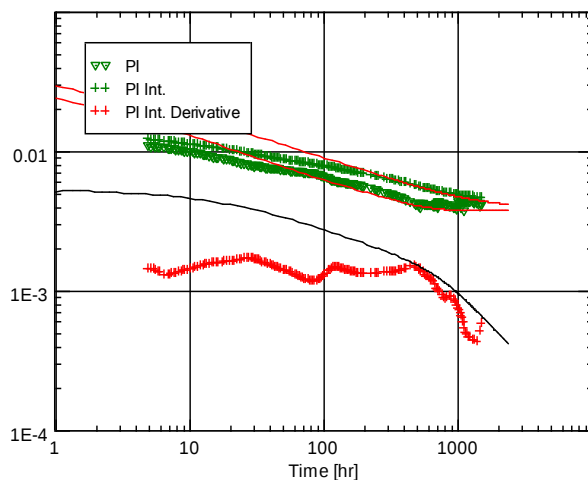
3.2.2. Скважина 5345

Скважина находится в югозападной части центрального участка месторождения В. Данную скважину можно характеризовать как низкодебитную с текущим значением обводненности 55 % (весовая). Скважина расположена на внешнем контуре ВНК, прострелена на оба пласта месторождения.

Скважина была введена в 2011 году с ГРП в результате которого было получено на 7,7 тонн/день нефти больше предполагаемого объема ввиду переоценного планового значения обводненности будущей продукции.

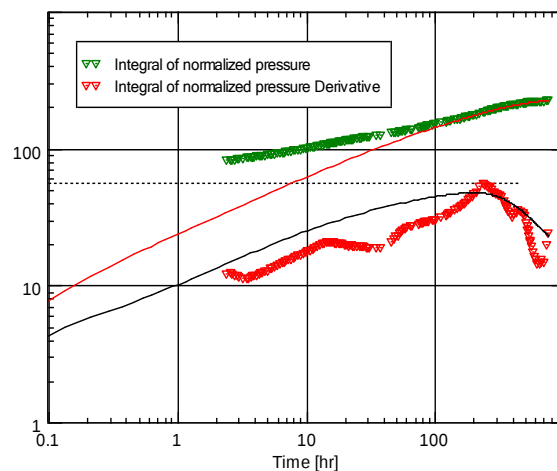
Для скважины 5345 был выбран следующий промежуток исследования динамических данных согласно записям о последнем запуске скважины: 23.05.2014 – 25.07.2014 г. Дискретность данных по величинам давления на приеме насоса удовлетворительная, в случае дебита по жидкости выборка представлена среднесуточными замерами. На рисунках 3.21 - 3.23 представлены полученные в результате аналитического моделирования диагностические графики, а также динамика давления и дебита по жидкости. Сопоставление модельных и фактических данных показывает уверенную сходимость, отклик модели можно считать достоверным. С графика в билогарифмическом масштабе была снята абсолютная проницаемость, равная 3,66 мД. Начальное давление, определенное по замерам ТМС в момент запуска скважины, составляет 172 атм.

Частная модель скважины представлена моделью с трещиной конечной проводимости и границей постоянного давления. Таким образом, по характеру производной давления был определен радиус дренирования скважины, равный 504 м.



Blasingame plot: $q/q_{ref}((\pi-p))$, $\ln(q/q_{ref}((\pi-p)))/te$ and $d[\ln(q/q_{ref}((\pi-p)))/te]/d\ln te$ [atm]-1 vs te [hr]

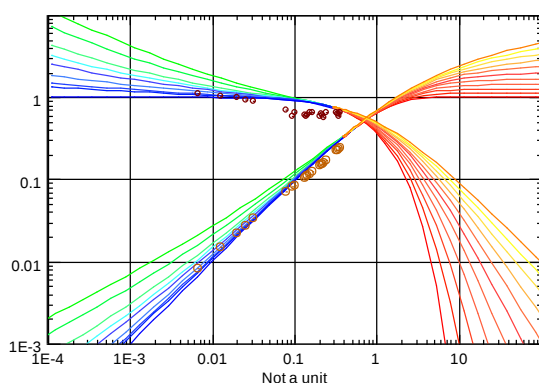
а



Loglog plot: $\ln[(\pi-p)*q_{ref}/q]/te$ and $d[\ln[(\pi-p)*q_{ref}/q]/te]/d\ln te$ [atm] vs $te/2$ [hr]

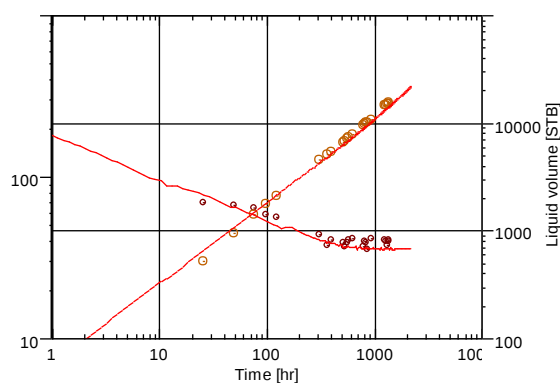
б

Рисунок 3.21 - а - график Блэйсингейма; б - график зависимости интеграла нормализованного давления и производной данного интеграла от эквивалентного времени



Fetkovich type curve plot: qDd and QDd vs tDd

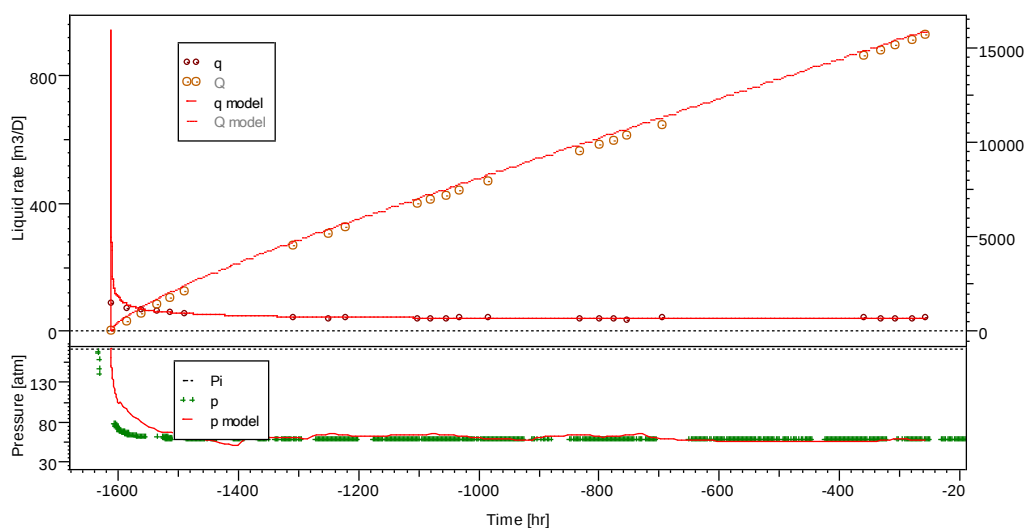
а



Fetkovich plot: q [m3/D], Q [STB] vs dt [hr]

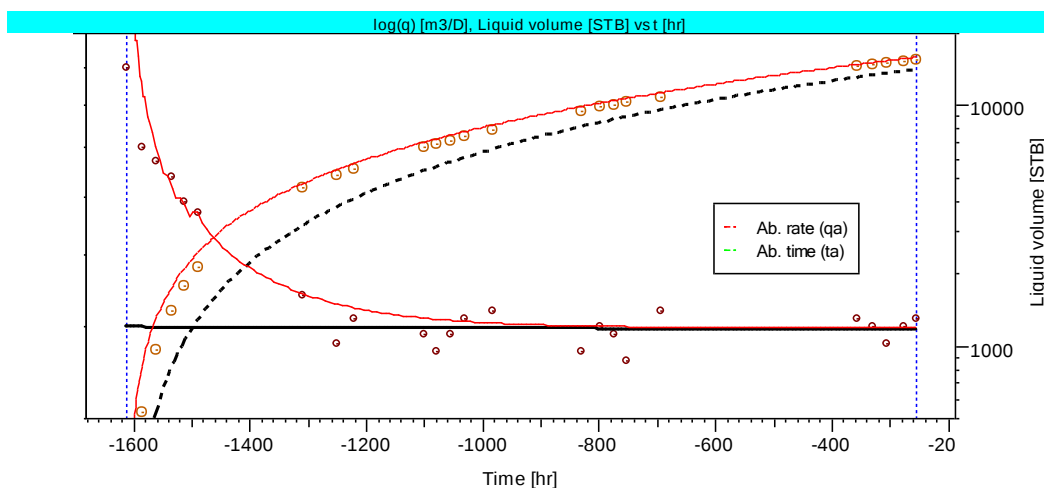
б

Рисунок 3.22 - а – палеточная кривая Фетковича: зависимость безразмерных дебита и накопленного объема добычи от безразмерного времени; б – график Фетковича: зависимость дебита и накопленного объема добычи от времени;



Production history plot (Liquid rate [m3/D], Pressure [atm] vs Time [hr])

a



$\log(q)$ [m3/D], Liquid volume [STB] vs t [hr]

б

Рисунок 3.23 - а - сопоставление фактических и модельных данных по динамике давления и добычи скважины; б - график Арпса, $\log(q)$ vs t

Таблица 3.4 - Результаты аналитического моделирования по динамическим данным скважины 5345

Параметр	Значение	Размерность
k, среднее	3.66	мД
kh	22.20	мД.м
P_i	172.00	атм
Re	504.00	м
Скин-фактор	0	
Геометрический скин	-6.4	
Суммарный скин-фактор	-6.4	

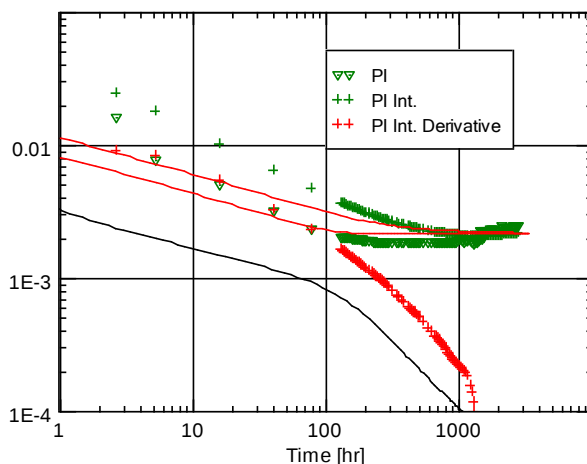
3.2.3. Скважина 13445

Скважина находится в северной части центрального участка месторождения В. Согласно карте текущих отборов весовая обводненность по скважине на данный момент составляет 78 %. Скважина расположена вблизи внешнего контура ВНК.

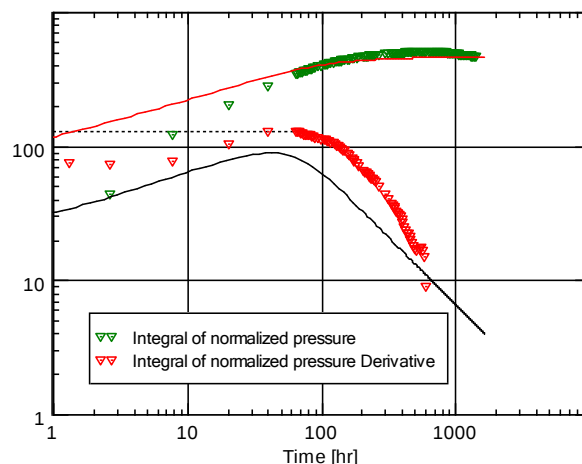
Скважина была введена в 2011 году с ГРП. Результатом данного ГТМ стало практически полное совпадение планируемых и фактических дебитов по нефти. Однако, плановый параметр kh был переоценен. Влияние данного параметра на прирост нивелируется поправкой за неустановившийся режим. Цель проведения анализа добычи – уточнение значения проницаемости на текущий момент для дальнейшей адаптации прокси-модели в окружении данной скважины.

Для скважины 13445 был выбран следующий промежуток исследования динамических данных согласно записям о последнем запуске скважины: 01.01.2014 – 19.05.2014 г. На рисунках 3.24 - 3.26 представлены полученные в результате аналитического моделирования диагностические графики, а также динамика давления и дебита по жидкости. Сопоставление модельных и промысловых данных показывает удовлетворительную сходимость, отклик модели можно считать достоверным. Абсолютная проницаемость была определена по стабилизации производной интеграла приведенного давления и составляет 1,1 мД. Начальное давление в момент запуска скважины составляет 130 атм.

Частная модель скважины представлена моделью с трещиной конечной проводимости и границей постоянного давления (рисунок 3.24), таким образом, вытеснение осуществляется за счет изменения давления на контуре дренирования. По характеру производной давления был определен радиус дренирования скважины, равный 122 м.



Blasingame plot: $q/q_{ref}/(p_i - p)$, $\text{Int}(q/q_{ref}/(p_i - p))/t_e$ and $d[\text{Int}(q/q_{ref}/(p_i - p))/d \ln t_e]$ [atm⁻¹] vs t_e [hr]

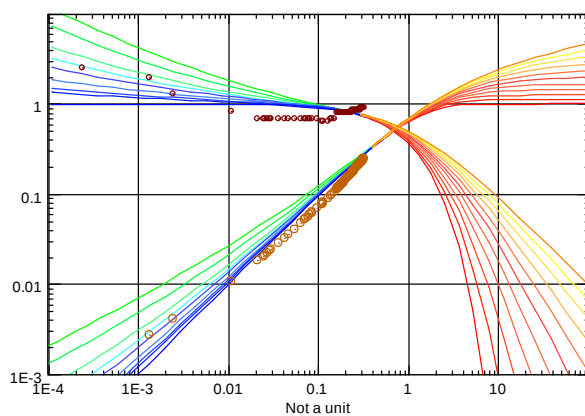


Loglog plot: $\text{Int}((p_i - p) \cdot q_{ref}/q)/t_e$ and $d[\text{Int}((p_i - p) \cdot q_{ref}/q)/d \ln t_e]$ [atm] vs $t_e/2$ [hr]

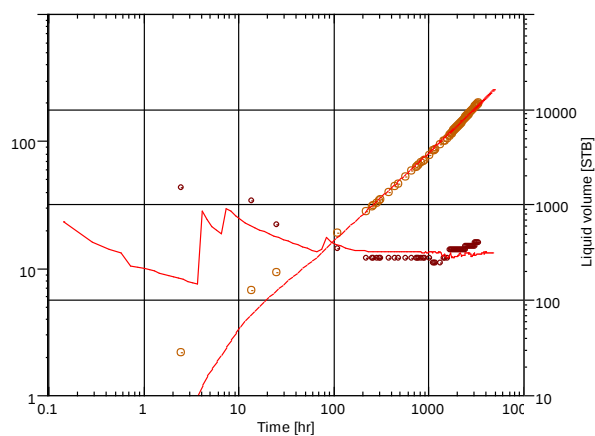
а

б

Рисунок 3.24 - а - график Блэйсингейма; б - график зависимости интеграла нормализованного давления и производной данного интеграла от эквивалентного времени



Fetkovich type curve plot: qDd and QDd vs tDd

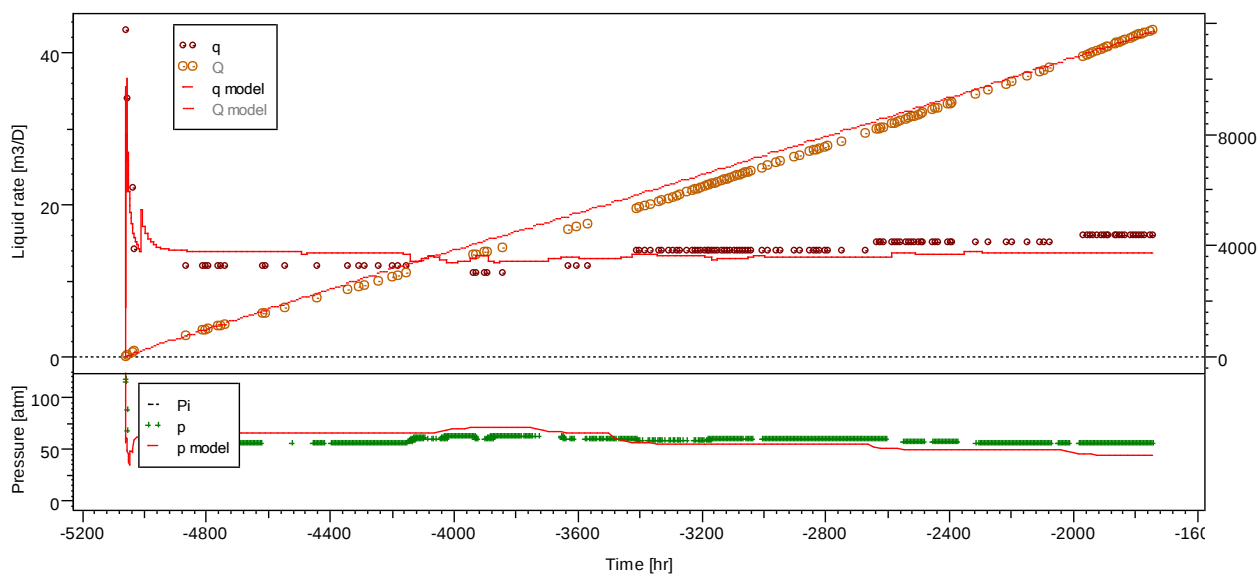


Fetkovich plot: q [m3/D], Q [STB] vs dt [hr]

а

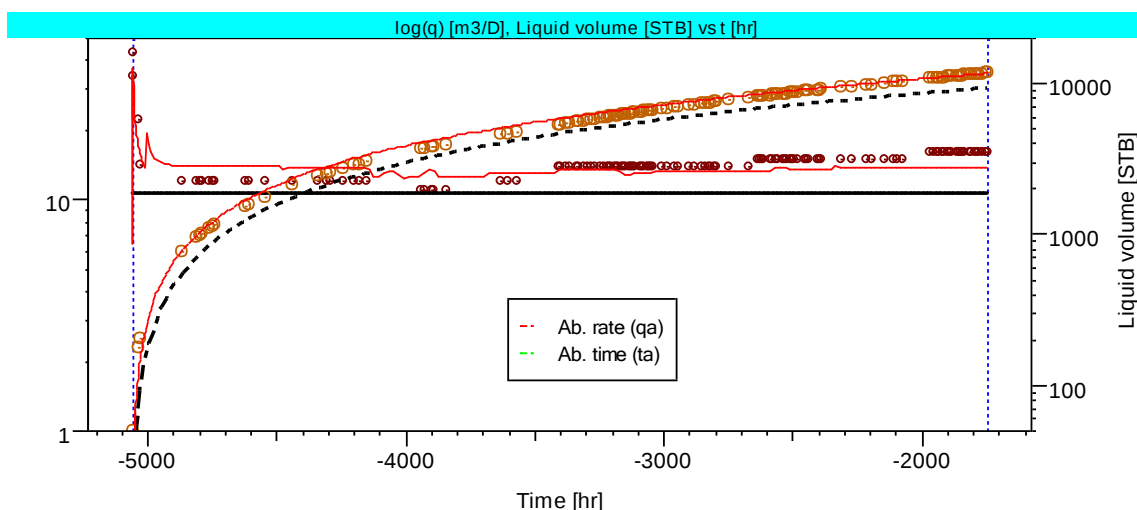
б

Рисунок 3.25 - а – палеточная кривая Фетковича; б – график Фетковича



Production history plot (Liquid rate [m3/D], Pressure [atm] vs Time [hr])

а



log(q) [m3/D], Liquid volume [STB] vs t [hr]

б

Рисунок 3.26 - а - сопоставление фактических и модельных данных по динамике давления и добычи скважины 13445; б - график Арпса, log(q) vs t

Таблица 3.5 - Результаты аналитического моделирования по динамическим данным скважины 13345

Параметр	Значение	Размерность
k, среднее	1.10	мД
kh	9.54	мД.м
Pi	130.00	атм
Re	122.00	м
Скин-фактор (загрязнение ПЗП)	0.01	
Геометрический скин-фактор	-5.41	
Суммарный скин-фактор	-5.40	

3.2.4. Скважина 4975

Скважина находится в северо-восточной части центрального участка месторождения В. Согласно карте текущих отборов весовая обводненность по скважине на данный момент составляет 50 %. Скважина расположена вблизи внутреннего контура ВНК, согласно ПГИ соседствующие нагнетательные скважины отсутствуют.

В 2012 году на скважине был проведен крупный ГТМ – гидравлический разрыв обоих пластов месторождения. Операция была проведена успешно без возникновения

технологических проблем. Полудлина трещины составила 60 м. Перед проведением ГТМ был рассчитан потенциал скважины: дебит по нефти - 27.9 тонн/день в случае успешного ГТМ. Отклонение от плана составило -1,9 тонн/день в результате недооценки скин-фактора и переоценки пластового давления при планировании - очевидна необходимость уточнения вышеперечисленных параметров.

Для скважины 4975 был выбран следующий промежуток исследования динамических данных согласно записям о последнем запуске скважины: 02.12.2012 – 25.07.2014 г. На рисунках 3.27 – 3.29 представлены полученные в результате аналитического моделирования диагностические графики, а также динамика давления и дебита по жидкости. Согласно рисунку 14 отклик модели на промысловые данные можно считать достоверным. Абсолютная проницаемость была определена по стабилизации производной интеграла приведенного давления после операции извлечения данных и составляет 1,5 мД (рис.3.27б). Начальное давление в момент запуска скважины составляет 165 атм.

Частная модель скважины [4] представлена моделью с трещиной конечной проводимости и потоком под влиянием границ (рис.3.27), таким образом, характер вытеснения можно считать гравитационным, что может быть связано с деятельностью аквифера или внутреннего контура ВНК. По характеру производной давления был определен радиус дренирования скважины, равный 439 м.

Результаты построения и настройки аналитической модели представлены в таблице 4.

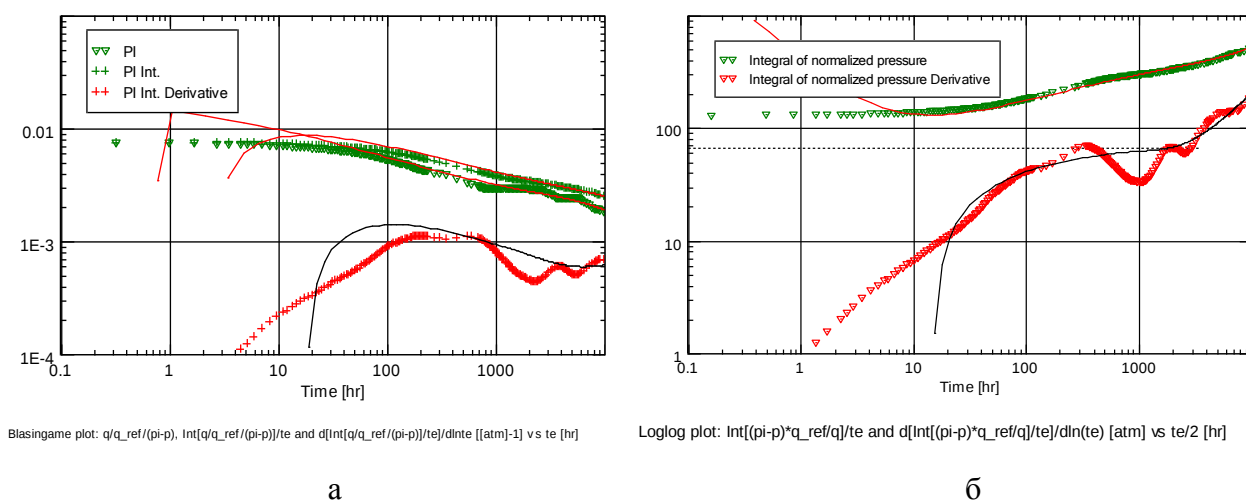
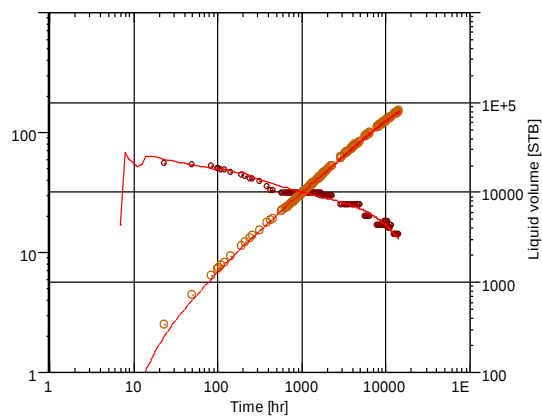
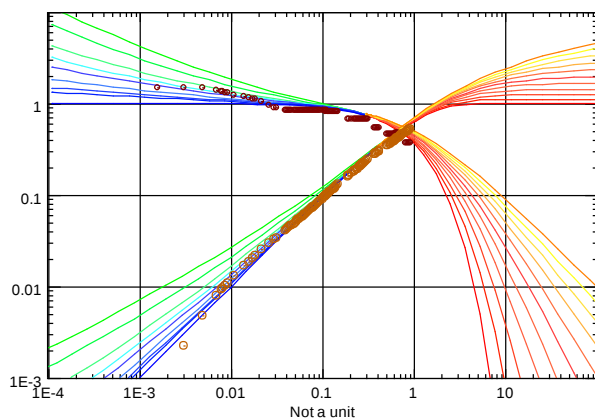


Рисунок 3.27 - а - график Блэйсингейма; б - график зависимости интеграла нормализованного давления и производной данного интеграла от эквивалентного времени



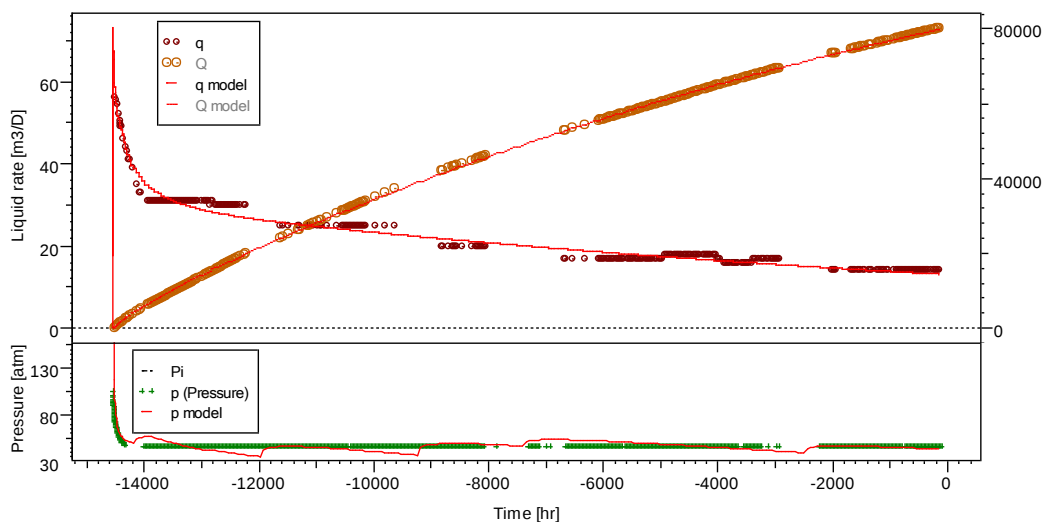
Феткович type curve plot: qDd and QDd vs tDd

Феткович plot: q [m3/D], Q [STB] vs dt [hr]

а

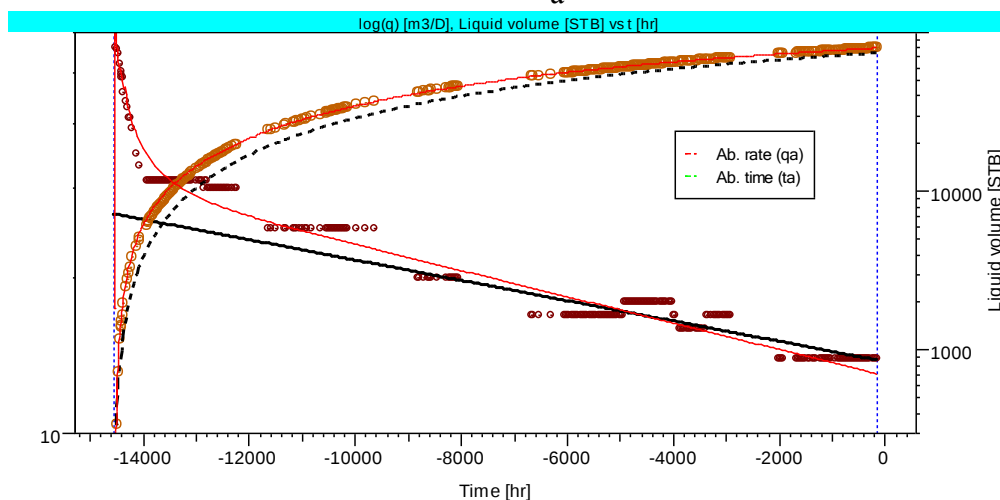
б

Рисунок 3.28 - а – палеточная кривая Фетковича; б – график Фетковича



Production history plot (Liquid rate [m3/D], Pressure [atm] vs Time [hr])

а



$\log(q)$ [m3/D], Liquid volume [STB] vs t [hr]

б

Рисунок 3.29 - а - сопоставление фактических и модельных данных по динамике давления и добычи скважины 13445; б - график Арпса, $\log(q)$ vs t

Таблица 3.6 - Результаты аналитического моделирования по динамическим данным скважины 4975

Параметр	Значение	Размерность
k, среднее	1.50	мД
kh	18.3	мД.м
Pi	165.01	атм
Re	439.00	м
Скин-фактор (загрязнение ПЗП)	0.42	
Геометрический скин-фактор	-5.75	
Суммарный скин-фактор	-5.33	

В результате проведенного анализа добычи были получены характеристики пласта по скважинам 13445, 5345, 4965, 4975, расположенным повсеместно по центральному участку месторождения В.

Обязательные к уточнению параметры представлены абсолютной проницаемостью, скин-фактором и пластовым давлением на текущий момент.

Таблица 3.7 - Результаты построения аналитических моделей по данным записей ТМС

Скважина	$\bar{k}$, мД	kh, мД.м	P _{нач} , атм	Re, м	Суммарный скин-фактор
4975	1.5	18.3	165.01	439	-5.33
13445	1.1	9.54	130	122	-5.4
5345	3.66	22.2	172	504	-6.4
4965	0.97	9.73	173.01	374	-6.59

Данные параметры будут в дальнейшем использоваться при адаптации имеющейся прокси-модели центрального участка месторождения В.

3.3. ПОСТРОЕНИЕ ПРОКСИ-МОДЕЛИ ПЛАСТА Ю₁³

Основным объектом разработки ввиду таких параметров, как начальная нефтенасыщенность, мощность, ФЕС пласта, является пласт Ю₁³. Основные крупные ГТМ с целью увеличения нефтеотдачи на участке проводятся именно на данный пласт. Далее будет пошагово рассмотрена схема построения и адаптации прокси-модели пласта Ю₁³ центральной залежи месторождения.

Подготовка данных

Шаг 1. Подготовить контуры пласта Ю₁³: внешний контур ВНК (замкнутый).

Шаг 2. Подготовить карты пласта $Ю_1^3$ из геологической модели: эффективной мощности коллектора, эффективной пористости, начальной нефтенасыщенности пласта.

Шаг 3. Подготовить входные данные: $P_{пл}$ из данных ГДИС (для корреляции с расчетными данными).

Шаг 4. Подготовить данные по динамике изменения скин-фактора.

Шаг 5. Кривые относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти, физико-химические характеристики флюидов.

После вышеперечисленных приготовлений все данные должны быть загружены в программный продукт © «РН-КИН» Роснефть [39]. Изначально следует уточнить все пластовые свойства, а также свойства флюидов: начальное пластовое давление, давление насыщения, абсолютная глубина ВНК, плотности воды и нефти, вязкости воды и нефти, объемные факторы для обеих фаз, начальная нефтенасыщенность (карта), сжимаемости (порода, вода, нефть) и относительные фазовые проницаемости. Все вышеперечисленные данные были взяты из геолого-физической характеристики месторождения (таблица 3.8).

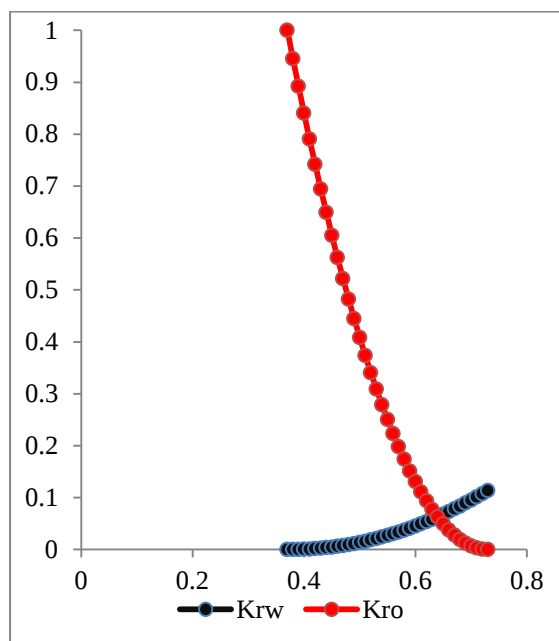
Таблица 3.8 - Характеристики пласта $Ю_1^3$

B_H	1,12
B_B	1
$\rho_o, \text{г/см}^3$	0,85
$\mu_o, \text{сПз}$	1,39
$P_{нас}, \text{атм}$	51
$\rho_w, \text{г/см}^3$	1,02
$\mu_w, \text{сПз}$	0,36
Коэффициент вытеснения	0,57
$\varphi, \text{д.е.}$	0,16
$S_{oi}, \text{д.е.}$	0,55
$P_{нач}$	275
$c_w, 1/\text{атм}$	0,00004
$c_o, 1/\text{атм}$	0,00011
$c_r, 1/\text{атм}$	0,00004

Далее, кривые ОФП были аппроксимированы по Кори (55) с целью увеличения дискретности данных тем самым увеличивая точность при дальнейших расчетах продвижения и динамики фронта воды, уточнения механизма вытеснения (рис. 3.30). Данные кривые прямо влияют на коэффициент извлечения нефти (программный продукт не предусматривает применение нескольких ОФП по регионам) [8].

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{EXW}$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wir}} \left(\frac{1 - S_{or} - \bar{S}_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{EXO} \quad (55)$$



$$S_{or} = 0,27 \text{ u.f.}$$

$$S_{wi} = 0,37 \text{ u.f.}$$

$$\text{Ехр нефть} = 2,00$$

$$\text{Ехр вода} = 0,50$$

$$k'_{rw} = 0,12$$

$$k'_{ro} = 1,00$$

$$\text{Шаг} = 0,01$$

Рисунок 3.30 - ОФП пласта Ю₁³ после аппроксимации по Кори

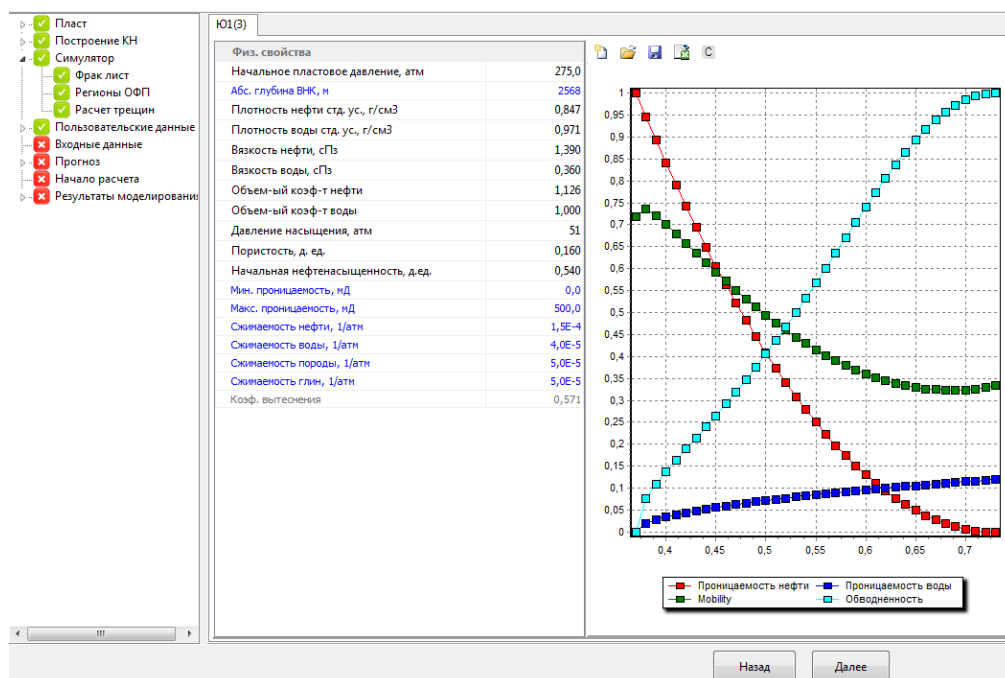


Рисунок 3.31 - Интерфейс программного продукта © «РН-КИН»

Далее, основные параметры построения модели были определены:

- Количество итераций при расчете проницаемости – 4;

- Закрепление проницаемости через E, σ , если $K > E + N \cdot \sigma$ или $K < E - N \cdot \sigma$, где N – ограничение по дисперсии, тогда K равно E ;

- Поправка на неустановившийся режим течения ($3/4$ в уравнении Дюпюи);

- Интерполяция пористости через линейную петрофизическую зависимость $\varphi = A \ln k + B$;

- Радиус влияния нагнетательных скважин – 2000 м;

Основные настройки симулятора задавались следующими:

- Двухфазный симулятор;

- Тип – переток на контуре;

- Радиус аквифера – 1000 м;

- Контроль нагнетания – минимальное значение приемистости между данными с ТР и рассчитанными через устьевое давление;

- Временной шаг – 15 дней;

- Точность – $1E-7$;

- Размер сетки - 100×100 м.

Следующим шагом необходимо было уточнить параметры для скважин с ГРП. Для этого случая программным продуктом предусмотрен раздел «Фрак-лист», который позволяет задать параметры для скважин с ГРП и авто ГРП для нагнетательного фонда. В случае данной прокси-модели нагнетательным скважинам зонально были заданы авто ГРП для выравнивания пластового давления. На участке существует следующая проблема: в окружении некоторых нагнетательных скважин наблюдается значительно сниженное пластовое давление ввиду постоянных отборов и недостаточной приемистости данных нагнетательных скважин. Возможно, это связано с уходом воды в законтурную область. Параметры для авто ГРП, такие как проницаемость и полудлина трещины, были заданы на основании данных ГДИС по этим скважинам [39].

Исходя из имеющихся трассерных исследований, промыслово-геофизических исследований и ввиду различия между данными по дебитам и приемистости скважин данных ТР и МЭР, в разделе «Управление МЭР» были заданы коэффициенты закачки определенному набору нагнетательных скважин - для расчетов использовались данные по дебитам и приемистости из МЭР.

В разделе «Пользовательские данные» были уточнены значения скин-фактора и проницаемости по скважинам опорной сетки (проницаемость в этом случае не рассчитывается, а фиксируется), в том числе, значения, полученные в результате анализа добычи (см. главу 3.2).

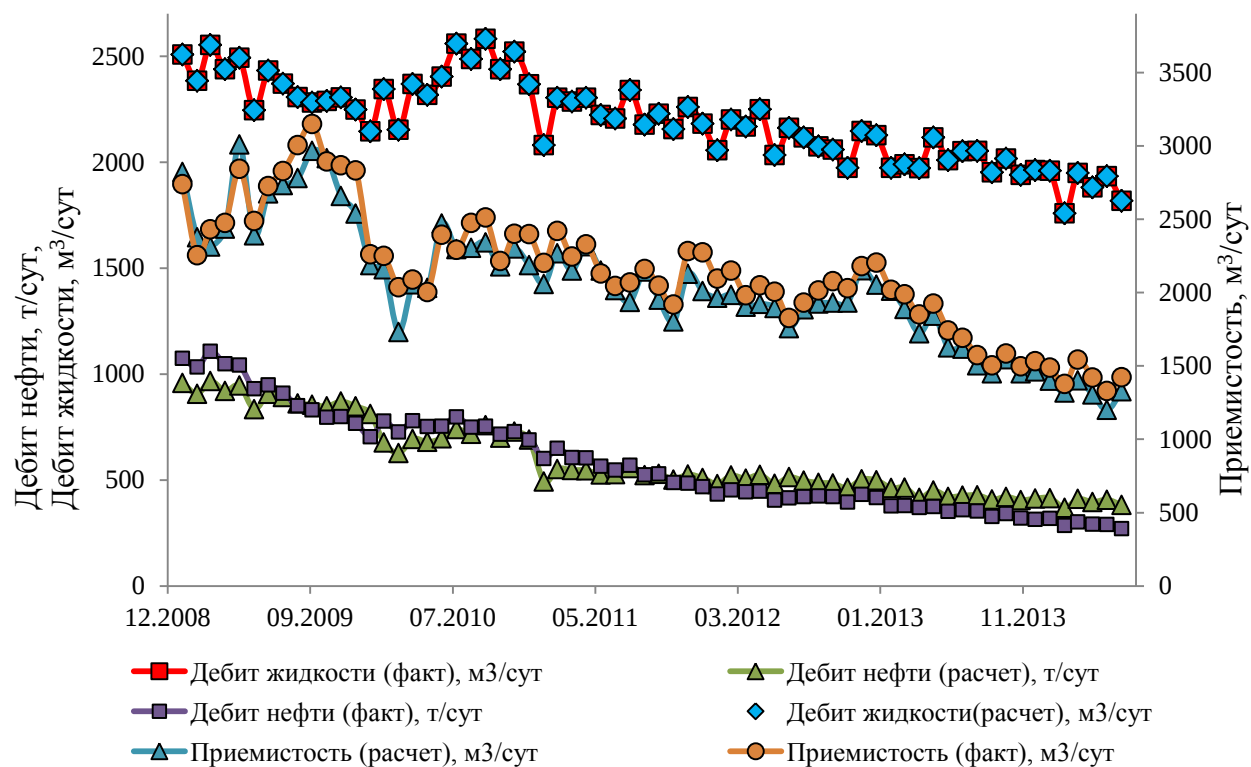
Далее будут рассмотрены результаты работы над адаптацией прокси-модели пласта Ю₁³ центрального региона Крапивинского месторождения. Техническое описание симулятора и ход решения задачи определения пластового давления описаны в главе 1.2 [39]. Достоверность отклика прокси-модели проверяется путем сходимости расчетных и фактических показателей разработки: забойное давление, дебиты, приемистость, добыча, закачка. На рис. 3.31 представлено сопоставление расчетного и фактического забойного давления, а также среднее расчетное давление и давление в блоке (пластовое давление в случае равенства значения контура питания и радиуса Писмана).



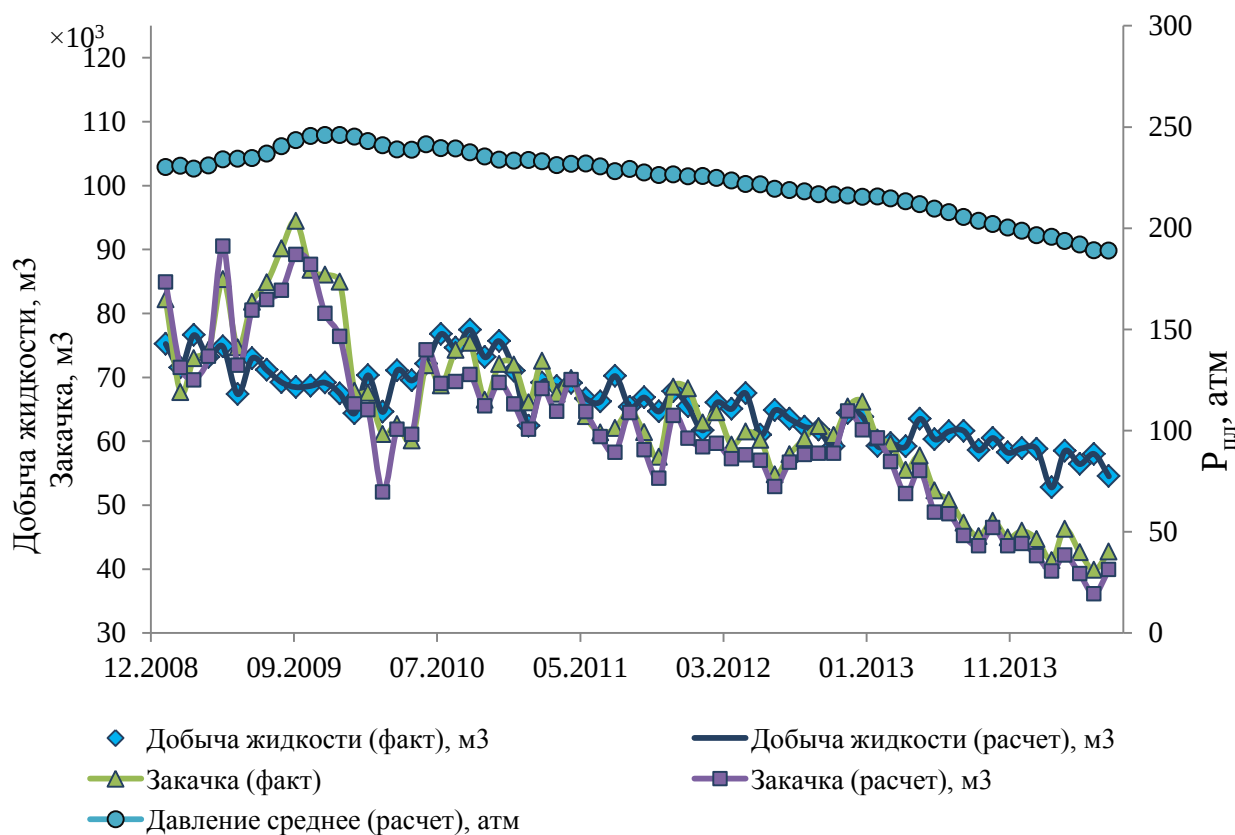
Рисунок 3.32 - Сопоставление расчётных и фактических параметров: $P_{заб}$

Расхождение в расчетных и фактических параметрах не превышает 10%; период для сопоставления выбран исходя из датирования точек закрепления – в качестве входных данных для закрепления на добывающих скважинах использовались значения скин-фактора (данные ГДИС высокого качества). Также, были закреплены значения проницаемости для скважин с имеющимися динамическими данными с датчиков ТМС.

На рисунке 3.33 представлено сравнение расчетных и фактических значений дебитов по жидкости и нефти, приемистости, закачки и добычи. Из рис.3.33б виден тренд падения закачки, особо ярко выраженный с начала 2013 г., что способствуют просадке пластового давления.



а



б

Рисунок 3.33 - Сопоставление расчётных и фактических параметров

Основной индикатор репрезентативности полученной прокси-модели – сходимость замеров пластового давления с рассчитанным. Сходимость двух параметров считается уверенной в случае попадания расчетных данных в интервал $\pm 20\%$ от фактического замера. На рисунке 3.34 представлено сопоставление вышеуказанных параметров.

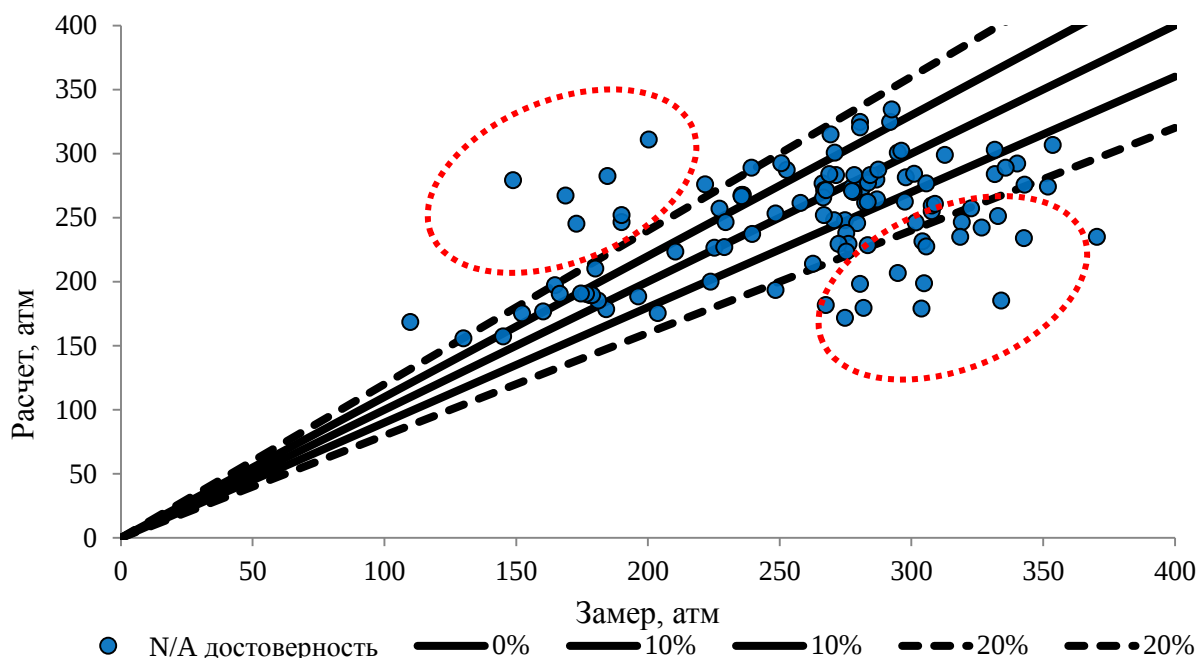
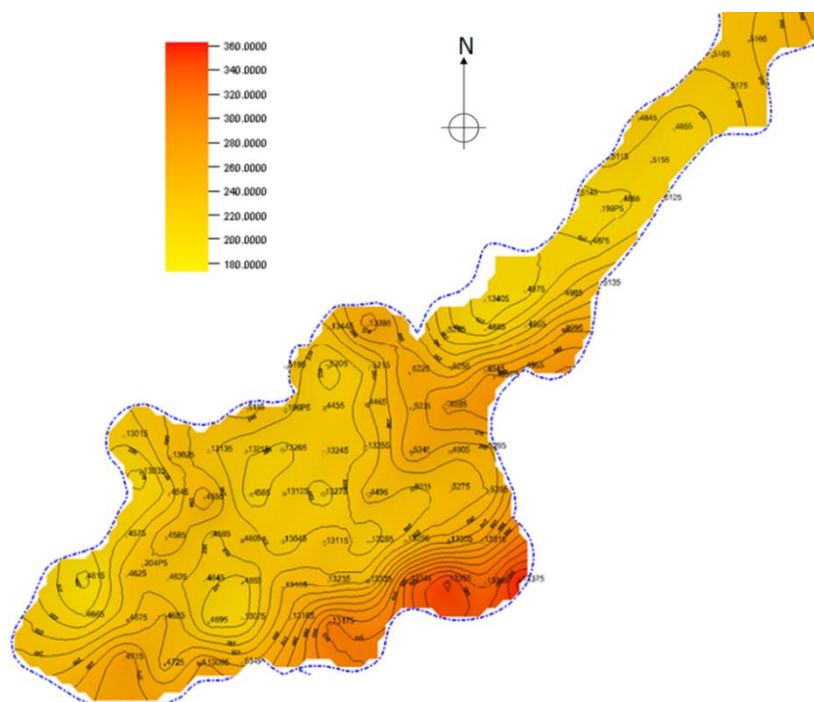


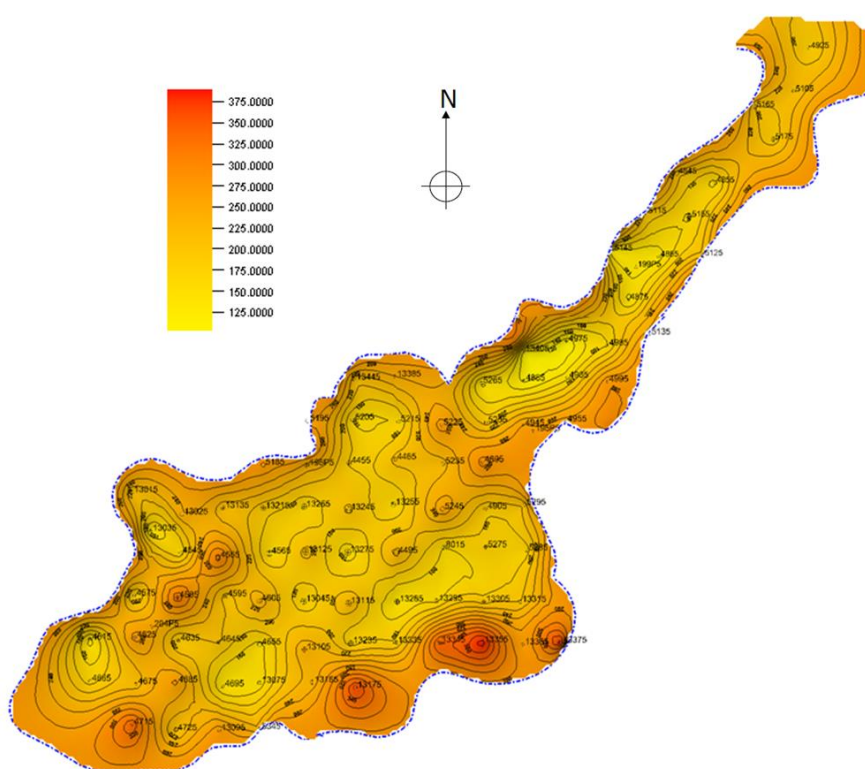
Рисунок 3.34 - Замер – расчет на радиус замера, атм

Выборка замеров представлена 110 значениями. В интересующий интервал попали 91 замер. Отклонение от коридора в $\pm 20\%$ представлено 17,3 % замеров. Верхние «вылетающие» точки представлены добывающими скважинами. Эти скважины находятся на внешнем и внутреннем контуре ВНК. Однако в окружении большинства отсутствуют нагнетательные скважины, а присутствующие не могут обеспечить поддержание пластового давления. Нижние «вылетающие» точки представлены нагнетательными скважинами, замеры по которым показывают значения, превышающие расчетные. Расхождение в данных может быть связано со сложностью управления нагнетательными скважинами – в рамках данной работы на скважинах задавались трещины авто ГРП для выравнивания фона пластового давления, из закрепляемых параметров согласно функционалу ПК – дебит жидкости или забойное давление. Предпринятые меры лишь локально решили проблему – в зонах, ПГИ по которым явно показывают низкую приемистость и отсутствие как таковой системы ППД. Увеличение закачкой (задача коэффициента) в этом случае не рассматривалось для сохранения отклика модели на

поведение добывающих скважин. Рассматриваемая проблематика данной работы не предусматривает обсуждение вышеуказанной проблемы. В дальнейшем планируется провести дополнительное исследование с целью создания механизма адаптации прокси-модели с учетом неоднородности пласта, локальности ППД и оттоком воды в законтурную область.



а



б

Рисунок 3.35 - Карты распределения пластового давления: а – до адаптации прокси-модели, б – после адаптации.

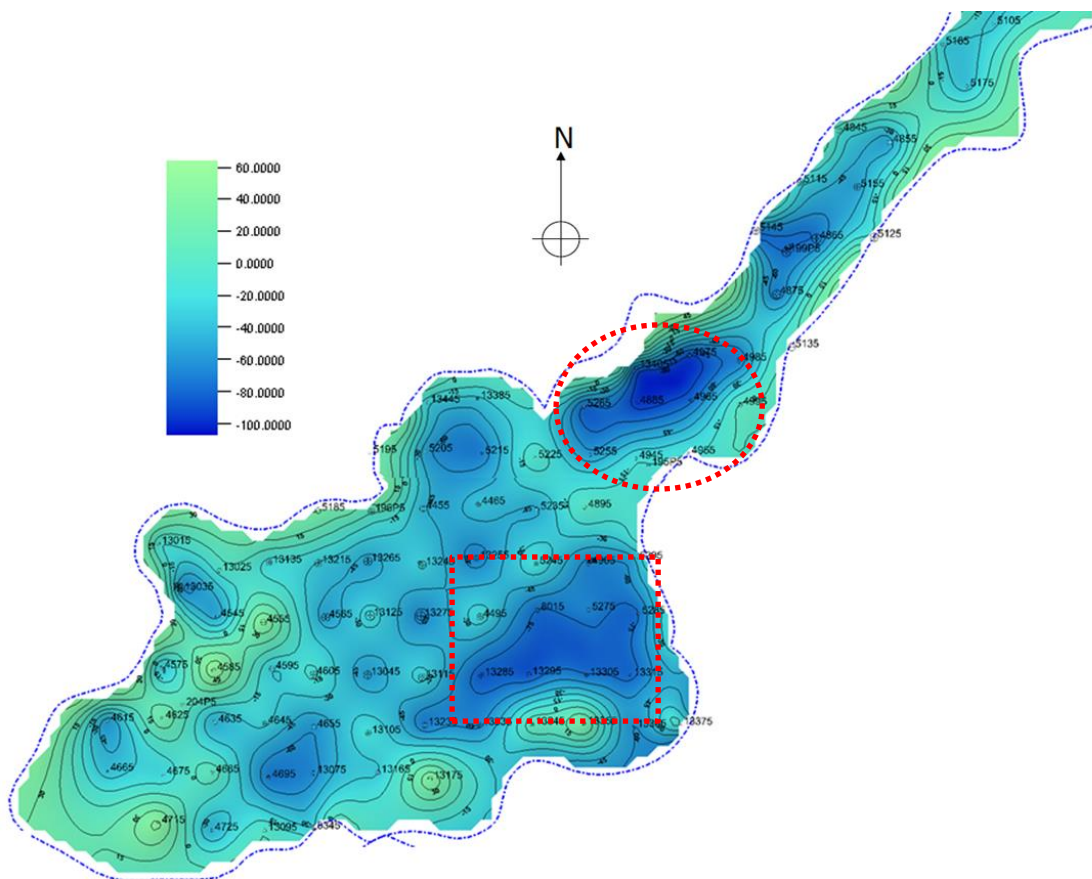


Рисунок 3.36 - Карта дельты пластовых давлений: до и после адаптации

Используя данные пористости из ГИС и данные проницаемости, полученные по опорной сетке скважин, были построены локальные петрофизические зависимости пористость-проницаемость и по ним распространялась проницаемость на «остальные скважины». Далее интерполяцией строится карта проницаемости, на основе которой в специализированном модуле ПК "РН-КИН" рассчитывается динамика карт изобар с начала разработки месторождения.

Рассмотрим карты распределения давлений до и после адаптации модели (рис.9). Очевидна значительная переоценка фактического пластового давления. Рис.9б представляет собой в большей степени соответствующую действительности карту распределения давления по участку ввиду ранее приведенной сходимости расчетных и фактических параметров.

На рис.3.36 представлена карта дельты пластовых давлений до и после адаптации. Можно выделить несколько зон, значительно отличающиеся по показателям – юго-восточная часть участка, а также перешеек участка, разбурирование и ввод в эксплуатацию которого началось в последние 5-7 лет разработки месторождения. Не смотря на то, что

добывающие скважины расположены близко к контуру ВНК, система поддержания пластового давления нуждается в модификации – уплотнение сетки нагнетательными скважинами или снижение темпов отбора добывающими скважинами – оптимальные в данном случае мероприятия. По левой и правой сторонам от участков с просевшим пластовым давлением расположены нагнетательные скважины. Гипотеза оттока закачиваемой воды в законтурную область является единственным весомым объяснением проблемы неэффективности ППД.

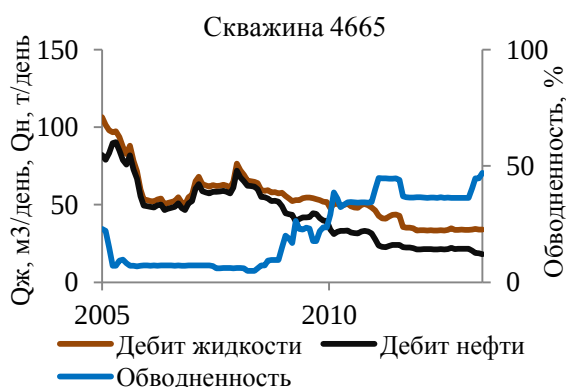
Скважины 4965, 4975, на которых были проведены неуспешные ГТМ (см. главу 3.1) располагаются на участке, помеченного кругом на рис.3.36. Разница в давлениях на этом участке доходит до значения в 90 атм.

Исходя из всего приведенного выше, сделаем вывод о достоверности отклика полученной модели с поправкой на невозможность адаптировать центральный участок целиком (нагнетательные скважины, рис.3.36) ввиду ограниченности входных данных для анализа динамических данных и дальнейшего их закрепления в прокси-модели, а также доступных для настройки параметров по мере адаптации данной модели.

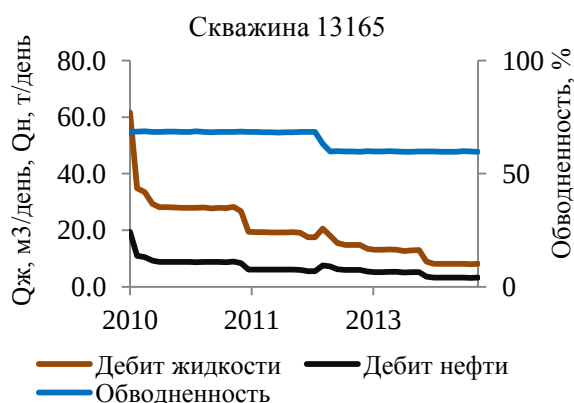
3.3.1. Подбор кандидатов на ГРП

Основным мероприятием из числа ГТМ, практикуемых на центральной залежи ввиду низкой проницаемости и продуктивности коллекторов, является ГРП. Следующим шагом данной работы станет рассмотрение скважин-кандидатов на ГРП с учетом проведенной адаптации прокси-модели.

Основные кандидаты на ГРП можно определить следующим образом: значительное падение дебита жидкости с момента запуска скважины и низкое значение текущей обводненности продукции – в этом случае дополнительная стимуляция необходима с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи [25, 16].



а



б

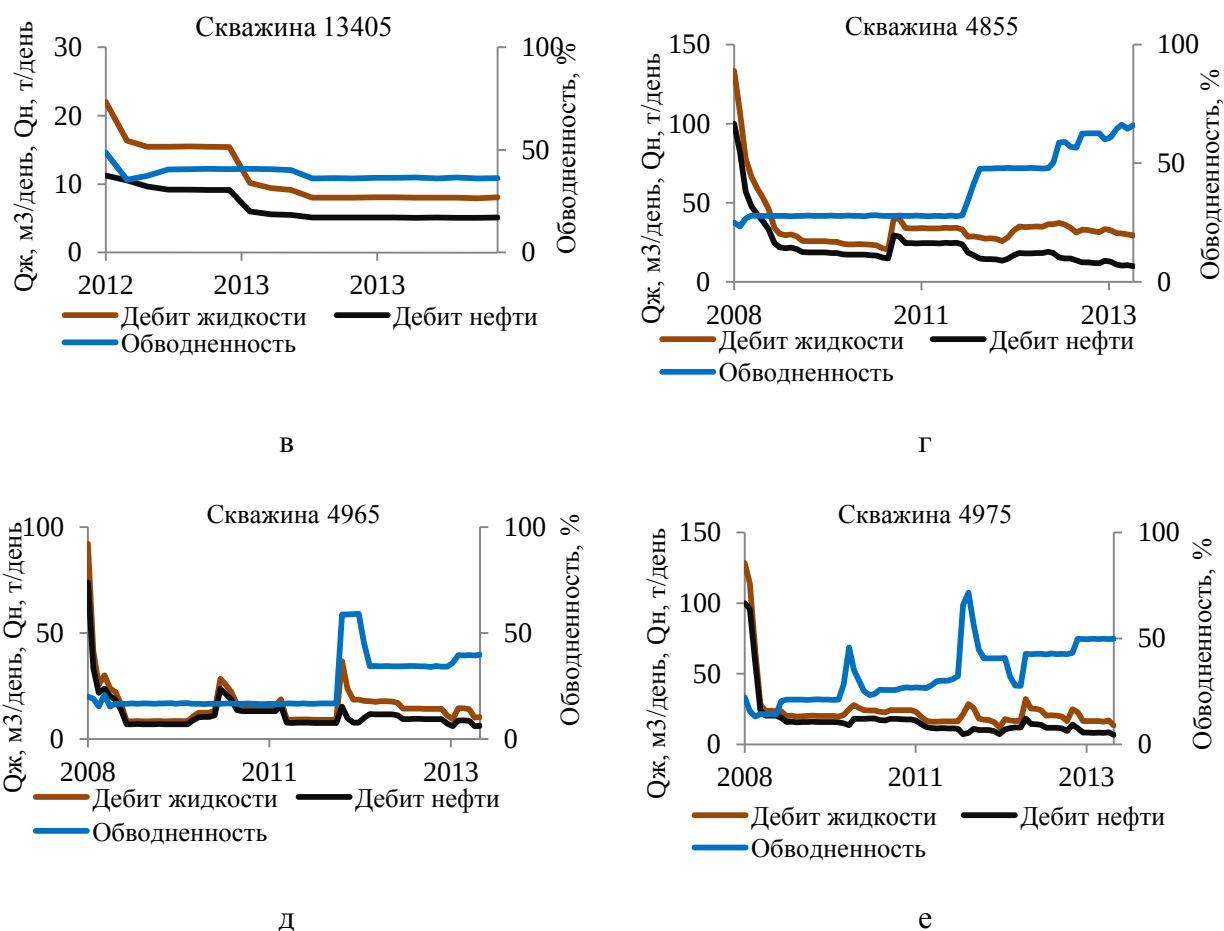


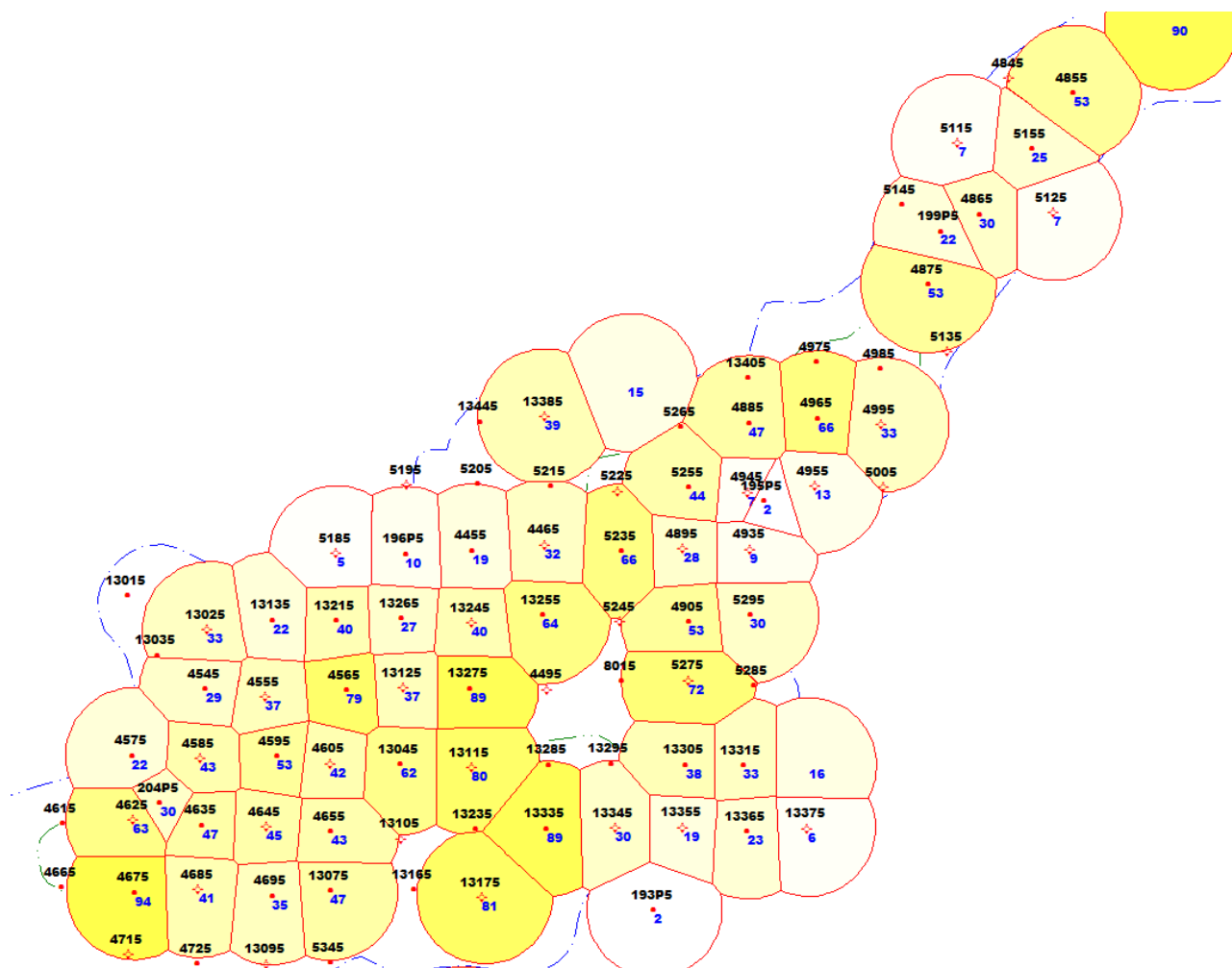
Рисунок 3.37 - Скважины-кандидаты на ГРП

На рис.10 представлены скважины-кандидаты, соответствующие вышеперечисленным параметрам. С момента запуска скважины дебит жидкости по каждой из представленных уменьшился на 30-80%.

Далее необходимо рассчитать потенциал скважин-кандидатов на ГРП. Частой практикой является расчёт потенциала с помощью уравнения Дюпюи с учетом абсолютной проницаемости, определенной исходя из параметров на запуске скважины:

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{B_H \mu \left(\ln \frac{R_e}{r_w} - 0.75 + S \right)} \quad (56)$$

В таблице 3.9 представлены рассчитанные параметры скважин.



б

Рисунок 3.38 - а - карта остаточных нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁³, б – запасы на скважину по Вороному

На данных картах (рис.3.38) представлены распределение остаточных нефтенасыщенных толщин центрального участка Крапивинского месторождения, а также запасы на скважину, рассчитанные по методике Вороного. Анализ данных карт позволяет расставить следующий приоритет проведению ГРП на вышеперечисленных добывающих скважинах: скважины 4665, 13165, 4855 – первый приоритет, скважины 13405, 4965, 4975 – второй. Для формирования рекомендаций по применимости ГРП на данных скважинах будет рассмотрен экономический эффект данных мероприятий (см. главу 4).

3.3.2. Рекомендации по планированию ГТМ

Объект Ю₁²⁺³ центральной залежи Крапивинского месторождения характеризуется:

- низкими для юрских отложений значениями проницаемости пород-коллекторов (0,005-0,056 мкм²);

- повышенной начальной пластовой температурой (94-95 °С);
- наличием водонефтяных зон;
- разработкой с массовым применением ГРП;

Эти особенности объекта и его состояние разработки являются определяющими факторами при выборе методов и технологий воздействия.

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи. Характерное геологическое строение (слабопроницаемый и расчлененный коллектор) Крапивинского месторождения и анализ эффективности определили ГРП основным способом разработки. Операции ГРП производились как на объекте Ю₁³, так и с приобщением объекта Ю₁², поскольку высота барьера разделяющего пласты незначительна (4 - 6 метров). Данное утверждение может быть подтверждено приводимым ранее примером дизайна ГРП (см. главу 9). Практически все проведенные на участке ГРП характеризуются схожими параметрами. Гидроразрыв пласта на новых скважинах является высокоэффективным способом интенсификации добычи [16]. Без проведения ГРП на таком разрезе скважины работают с минимальными дебитами (5-30 т/сут). После гидроразрыва дебит нефти на скважинах увеличивается кратно в 3-12 раз.

Ввиду значительной просадки пластового давления фактический отбор жидкости значительно ниже запланированного, тем самым необходимый КИН не обеспечивается, как и соблюдение финансового плана. Очевидно, что подбор кандидатов на ГРП является первоочередной задачей в рамках разработки данного участка (помимо выравнивания профиля притока с целью обеспечения поддержания пластового давления).

Ранее была показана схема построения и адаптации прокси-модели участка – основного источника данных для расчетов потенциала скважин на ГТМ. Адаптация основана на предварительном анализе имеющихся динамических данных с датчиков ТМС, которые являются источником ценнейших промысловых данных, не требующих остановки скважины для осуществления замеров. Таким образом, очевидно превосходство предварительной интерпретации данных по добывающему фонду с целью уточнения пластовых параметров – k , S , т.к. именно по этим данным формируются точки закрепления для дальнейшей оценки пластового давления.

Функционал прокси-модели также позволяет производить оценку текущего потенциала скважин на различные ГТМ [39]. Методика предусматривает построение карты скин, на основании которой и основан подбор. Далее будет пошагово рассмотрена

схема построения данной карты и преимущества ее использования при планировании ГТМ.

Шаг 1. Предварительно необходимо учесть период нормальной эксплуатации скважин. В случае если срок эксплуатации скважины менее двух лет, или на скважине проводились ГТМ, то интервал анализа выбирается от даты ввода или даты проведения последнего ГТМ соответственно до текущей даты, в противном случае выбирается временной интервал длиной в 24 месяца. Из анализа исключаются месяцы простоя скважины и (если не указано иначе в настройках на вкладке «Общие») время работы в накоплении и время, когда скважина эксплуатировалась фонтанным методом. Также первые три месяца после проведения ГРП, вывода из БД не учитываются из-за неустановившегося режима работы скважины.

Шаг 2. Интервал делится пополам.

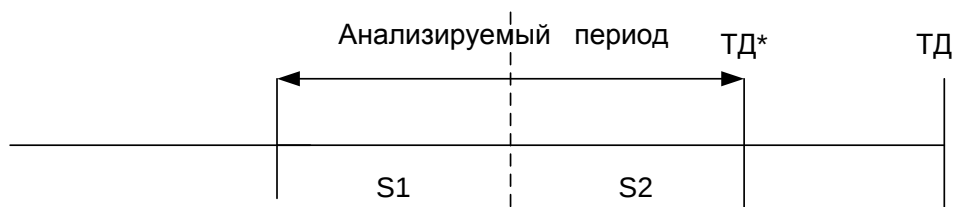


Рисунок 3.39 - Дискретизация интервала нормальной эксплуатации скважины

Шаг 3. Расчет скин-фактора для каждого месяца S_i осуществляется по формуле Дюпюи [7]:

$$S_i = \frac{kh(\bar{P}_i - P_{wf i})}{18,41 \cdot \mu_i \cdot \beta \cdot q_i} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0,75 \quad (57)$$

Шаг 4. Следующим шагом рассчитывается средний скин-фактор по обоим отрезкам S_1 и S_2 :

$$S_1 = \frac{\sum_{i=1}^{\Sigma}}{N_1}; S_2 = \frac{\sum_{i=2}^{\Sigma}}{N_2} \quad (58)$$

Если $\Delta S = (S_2 - S_1) > 0$ и $S_2 > -2$, то скважина рассматривается как кандидат на проведение ГТМ. Как результат, величина ΔS отображается на пузырьковой карте (рис.3.40).

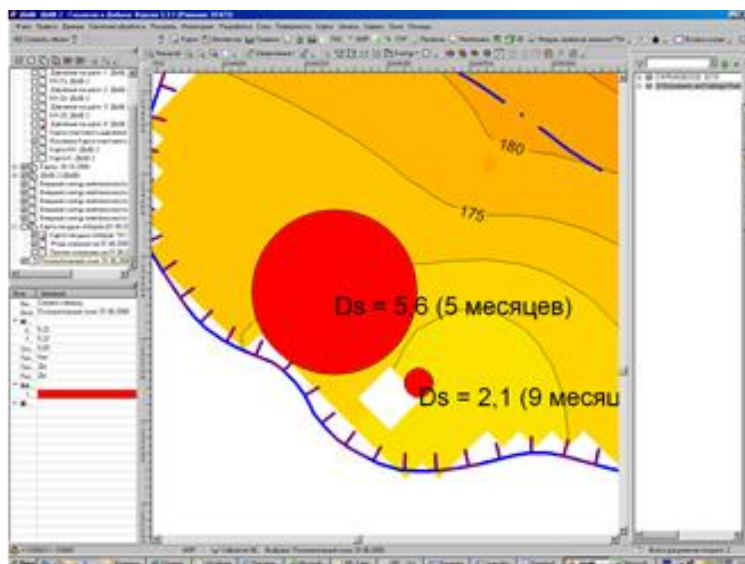


Рисунок 3.40 - Пример пузырьковой карты ΔS

Данная карта может выступить в качестве инструмента при планировании ГТМ.

В случае работы исключительно с добывающим фондом и операцией ГРП необходим расчет потенциала скважин, соответствующего реальным промысловым данным. В главе 3.2 была показана пошаговая интерпретация динамических данных с датчиков ТМС. Данный инструмент является необходимым для репрезентативности получаемой карты скин, к примеру. Потому необходима предварительная оценка имеющихся данных и регулярное обновление прокси-модели не реже 1 раза в месяц. Для будущих крупных операций по стимуляции также необходимо осуществить прогон прокси-модели на прогноз с целью уточнения будущих параметров скважин [39].

Оценка параметров, оказывающих наибольшее влияние на прогнозные дебиты, является также необходимой частью программы по планированию ГТМ. Необходимо проведение анализа чувствительности прокси-модели к входным данным с целью задания приоритета по уточнению данных. Как показал факторный анализ (см. главу 3.1) наибольшая неопределенность состоит в значениях параметров k , S , $P_{пл}$.

Далее будет предпринята попытка по формированию оптимального подхода к планированию ГТМ с учетом данных по добывающему и нагнетательному фондам из «Гид». База данных «Гид» представлена большим количеством промысловых данных, которые регулярно обновляются: технологические режимы, динамические исследования, данные ГИС и т.п.

Итак, назовем проблемную зону элементом заводнения. Данный элемент заводнения представлен некоторым набором характеристик и некоторой ближайшей скважиной. В случае работы с прокси-моделью возможно выделения элемента размером

100×100 м. Использование условных функций позволит произвести присвоение требуемой операции в зависимости от местоположения данного элемента и его координат. В таблице приведены примеры критериев применимости определенных ГТМ (в том числе, граничные значения, которые определяются экспертно для каждого конкретного месторождения) в зависимости от технологического состояния элемента. Для определения приоритета проведения ГТМ каждому элементу присваивается ранг в массиве всех элементов заводнения – чем более проблемный элемент (согласно граничным условиям критерия), тем выше ранг. Для удобства дальнейшего анализа массива элементов заводнения предлагается выводить дополнительные параметры для каждого из элементов в зависимости от типа плановой операции (в том числе, номера скважин элемента). В Приложении В приведено описание возможных ГТМ в зависимости от критерия, которому соответствует актуальный технологический режим скважин.

Данная схема присвоения плановых ГТМ элементам заводнения внутри участка является применимой в случае регулярного обновления режимов эксплуатации скважин, а также пластовых характеристик, которые могут быть уточнены путем анализа динамических данных.

Данный подход основан исключительно на промысловых данных, тем самым гарантируя актуальность предлагаемых ГТМ для каждого конкретного элемента сетки. Также, методика разбиения сетки на элементы заводнения удобна с точки зрения получаемого массива – итогом станет картина энергетического состояния всего участка в целом и каждого элемента по отдельности.

3.3.3. Рекомендации по дальнейшей разработке участка

Особенности объекта и его состояние разработки являются определяющими факторами при выборе методов и технологий воздействия.

Как было показано ранее, система ППД центрального участка месторождения не является в достаточной степени эффективной. Ранее была выдвинута гипотеза об оттоке закачиваемой воды в законтурную область, тем самым снижая необходимую депрессию на близлежащих добывающих скважинах. Ко всему прочему, возможна кольматация низкопроницаемых интервал в ПЗП нагнетательных скважин. Однако, как было рассмотрено ранее, проводимые ОПЗ были выполнены с 100% эффективностью согласно проектному документу. Тем не менее, охват пласта заводнением достаточно низкий, очевиден недобор нефти по реагирующему фонду скважин [16].

Вышеперечисленные факторы позволяют предопределить необходимость проведения дополнительных внеплановых ОПЗ на участках, характеризующихся

значительной разницей в замерах и расчетах (прокси-модель), так как именно в окружении именно данного нагнетательного фонда наблюдается значительное снижение пластового давления по добывающему фонду [12].

Для определения скважин-кандидатов на ОПЗ возможно использование функционала прокси-модели (расчет карты скин) или применение методики разбиения на элементы заводнения с учетом функционала программного комплекса «РН-КИН».

При дальнейшем планировании исследований на месторождении рекомендуется:

- Продолжить проведение мониторинговых гидродинамических и промыслово-технологических исследований (ГДИС-ТИ) на ряде скважин, как нагнетательных, так и добывающих - что позволит проследить процесс изменения параметров пластов и их энергетики во времени.
- Совместить проведение ГДИС-ТИ и ПГИ, что позволит проводить комплексный анализ состояния скважин и повысить точность определения параметров пласта, привлекая данные об изменении эффективной толщины, наличии перетоков, состояния призабойной зоны и составе флюида в интервале перфорации.
- Наладить систему мониторинга технологических параметров на основе стационарных манометров на приеме ЭЦН, а также автономных и дистанционных глубинных датчиков, установленных на забое скважин в интервале продуктивной толщи с целью уточнения фильтрационных и динамических параметров пластов, скин-фактора, а также для изучения гидродинамической связи между скважинами.
- При исследовании нагнетательных скважин использовать многоцикличные исследования при различных репрессиях на пласт в процессе закачки (с целью диагностики нестабильных трещин разрыва пласта). Данные исследования обязательно проводить в комплексе с ПГИ.
- При проведении работ в скважинах, эксплуатирующих два и более пласта, увеличить количество исследований с применением специальных многосекционных установок с регистрацией давления, температуры и расхода.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Оценка эффективности проведенных ранее ГРП, а также ввода новых скважин с ГРП в денежном эквиваленте была проведена по следующей методике [33, 17, 18]:

- Дебит до проведения операции был взят из данных технологических режимов скважин, дебит после проведения ГТМ был взят с учетом поправки на неустановившийся режим (примерно 3 мес. после проведения ГТМ) – факт.
- Дебит до проведения операции был взят из данных технологических режимов скважин, дебит после проведения ГТМ был взят из плана на проведение ГТМ – план.
- Входные параметры для расчета были следующими:

Таблица 4.1 - Входные параметры для расчета ЧДД

Статья затрат	Сумма затрат
Стоимость работ, млн руб	5.835
Стоимость тонны проппанта, руб	105510.000
Цена нефти на внешнем рынке, руб/тонна	24090.000
Цена нефти на внутреннем рынке, руб/тонна	14500.000
Налоговая ставка	0.450
Стоимость бурения, млн руб	23.370

Таблица 4.2 - Параметры проппанта

Ф	0.35
ρ , тонн/м ³	3.27
к, мД	75000

- Доля экспорта нефти – 30 %, импорта – 70%.

Стоимость проппанта = масса проппанта × стоимость тонны проппанта;

Капитальные затраты = стоимость работ + стоимость проппанта;

Доход в день = продажа на внутреннем рынке + продажа на внешнем рынке;

Налог в день = доход в день – операционные затраты;

Прибыль в день = доход в день – операционные затраты (день) – налог в день;

Период самоокупаемости = $\frac{\text{прибыль в день}}{\text{капитальные затраты}}$

$\text{ЧДД} = \text{прибыль в день} \times 365 - \text{капитальные затраты.}$

Таблица 4.3 - Эксплуатационные затраты

Платежи и налоги	Значение
Технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т. жидк.	0.085
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб./т. жидк.	0.050
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб./т. жидк.	0.03
Транспортировка нефти на экспорт, тыс.руб./тонна	1.98
Закачка воды, тыс.руб./м3	0.017

Расчеты ЧДД от проведения ГРП согласно плану и факту представлены в табл.4.

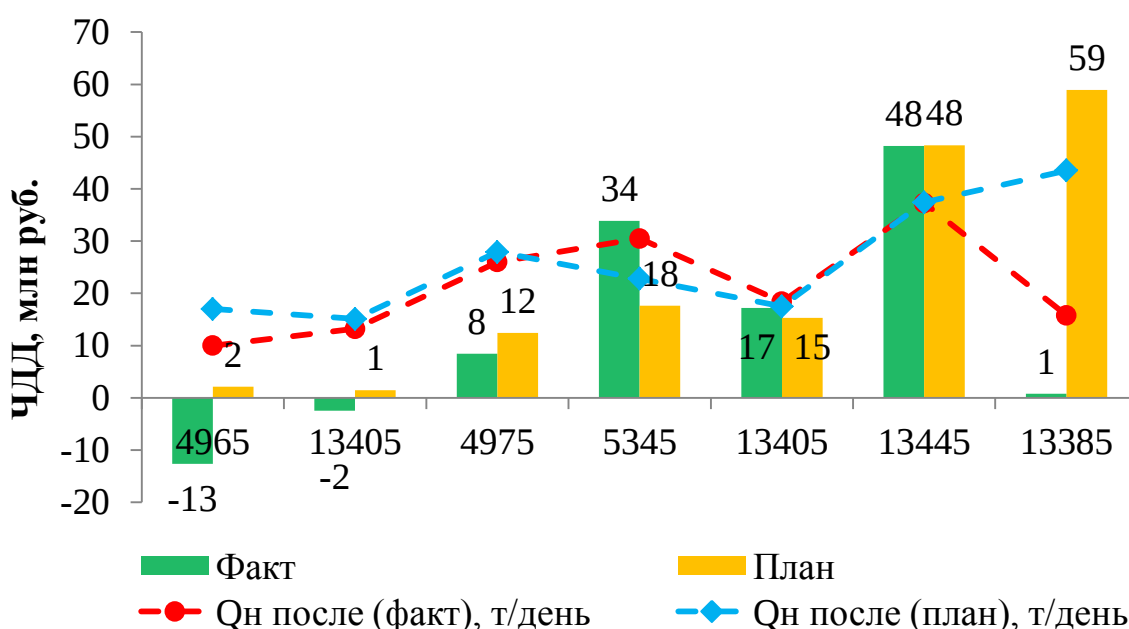


Рисунок 4.1 - ЧДД проведенных ГТМ с 2010 по 2014 гг.: ГРП и ввод новых скважин с ГРП

Из рис.4.1 и Приложения В виден отрицательный ЧДД по скважинам 4965 и 13405, на которых были проведены ГРП. Ввиду некорректно оцененных пластовых параметров и, соответственно, рассчитанных потенциалов скважин на ГРП, компания понесла убытки в размере 15 млн руб на проведение неуспешных операций. Полное совпадение планового и фактического ЧДД характерно только для скважины 13445, которая была введена с ГРП с запускным дебитом 37,4 т/день. Скважина 13385 была также введена с ГРП с запускным дебитом 15,8 т/день при плановом значении 43,5 т/день. Суммарно по всем проведенным на вышеуказанных скважинах операциям компания планировала получить ЧДД равное 156 млн руб. По итогам расчетов фактических ЧДД со скважин суммарное ЧДД составило

93 млн руб. По итогам проведенных операций компания получила на 63 млн руб. меньше планируемого.

Далее рассмотрим чистую прибыль в случае проведения операций ГРП на скважинах-кандидатах, по которым ранее был рассчитан потенциал (см. главу 3.1). Расчеты по данным скважинам представлены в Приложении Д. Визуальное представление предполагаемых ЧДД представлено на рис.4.2.

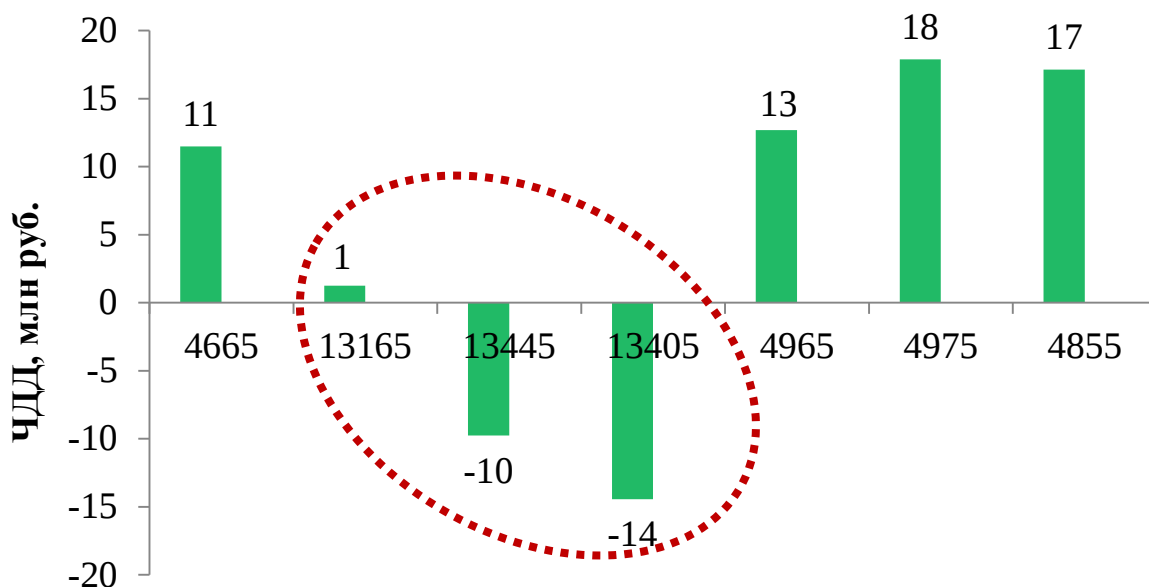


Рисунок 4.2 - ЧДД скважин-кандидатов на ГРП с применением пластового давления из прокси-модели после адаптации

Из рис. 4.2 очевидно, что проведение операции ГРП на скважинах 13445 и 13405 экономически не выгодно. Скважина 13165 также является сомнительным кандидатом на проведение ГТМ ввиду небольшого ЧДД после проведения ГРП. Резюмируя проведенные расчеты, можно предложить следующие скважины-кандидаты для проведения ГРП: 4665, 4965, 4975, 4855, 13165.

В качестве рекомендаций для дальнейшего ведения финансового менеджмента проекта разработки центральной залежи Крапивинского месторождения можно предложить следующее:

- Проведение предварительного анализа промысловых данных – длительный записи с датчиков ТМС – для уточнения параметров пласта, закладываемых в расчеты при планировании ГТМ на участке.
- Планирование ГТМ с помощью предложенных ранее методик: построение карты изменения скин-фактора поскважинно с учетом промысловых

данных на текущий период; применение методики элементов заводнения с внедрением условных функций для централизованного процесса подбора ГТМ .

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью настоящего исследования является адаптация прокси-модели пласта Ю₁³ с применением длительных записей датчиков ТМС. Адаптация модели позволит в дальнейшем планировать подбор ГТМ для центральной залежи Крапивинского месторождения. Применение длительных записей с датчиков ТМС является необходимым с целью уточнения пластовых параметров, применяемых во время адаптации прокси-модели.

5.1. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Работа над адаптацией прокси-модели осуществлялась с применением персонального компьютера. Рабочее место было представлено компьютерным столом с ПК, все манипуляции производились преимущественно в сидячем положении. Следующие физические факторы можно выделить ввиду специфики работы: длительное нахождение в стагнации в одном положении, напряжение на глаза, воздействие электромагнитных полей.

До начала работы над моделью в ОАО «ТомскНИПИнефть» был прослушан вводный инструктаж о правилах поведения на рабочем месте, поведение в случае ЧП. Опасным производственным фактором согласно ст. 209 Трудового Кодекса РФ называется производственный фактор, влияние которого на сотрудника может сказаться в виде дальнейшего его подвержения травме. Вредный фактор – фактор, который может поспособствовать заболеванию сотрудника. Опасные и вредные производственные факторы классифицированы в ГОСТ 12.0.003-74. Защита от них обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер.

5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Таблица 5.1 - Оказывающие вредное влияние факторы при выполнении исследования

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером.	Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света; Повышенный уровень шума; Повышенный уровень электромагнитных излучений; Повышенная или пониженная влажность воздуха	Электрический ток	СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

5.2.1. Анализ вредных факторов при выполнении настоящей работы

Влияние ПК на человека является суммарным проявлением нескольких негативных и психологических факторов. В случае первых:

- повышенная пульсация светового потока;
- спектры излучения от дисплеев: ультрафиолетовые, рентгеновские, инфракрасные области;

- повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и системного блока;
- загрязнение воздуха пылью;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- величина напряжения (опасная) в электрической сети, в результате замыкания которой возможны травмы человека;
- опасность возникновения пожара.

Данные факторы следует определить нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места. Ввиду вышеуказанного, такие понятия, как микроклимат, освещенность за рабочим местом, уровень шума и особенности электрического напряжения в сети должны быть рассмотрены [35].

5.2.1.1. Освещение рабочего места

От степени освещенности напрямую зависит работоспособность человека, его физическое и психоэмоциональное состояние. Помещения различного назначения имеют специальные требования по освещенности. При расчете освещенности учитываются характеристики рабочего процесса, осуществляемого человеком, его периодичность и длительность. Работы, выполняемая с помощью ПК, можно отнести к III разряду (зрительная работа). Она имеет следующие недостатки:

- блики экрана;
- незначительная контрастность (изображение/фон).

На рабочем месте следует применять искусственное освещение.

Для расчёта общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности используется метод коэффициента светового потока, учитывающий световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения равна 7 м (А), ширина – 6 м (В), высота – 4,5 м (Н). Высота рабочей поверхности над полом – 0,8 м (h_p). Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011. В соответствии разрядом зрительной работы необходимо создать освещенность не ниже 200 лк.

5.2.1.2. Воздействие шума

Слабый шум является источником недопонимания речи, а также вызывает раздражение. Усиление шума может являться причиной дальнейших физиологических

отклонений. Высокий уровень шума может привести к большей невнимательности и ошибкам при выполнении различных видов работ. Данный фактор ухудшает реакцию на сигналы технических устройств, меняет скорости дыхания и пульса, нарушает обмен веществ [35].

Лабораторная аудитория, эксплуатируемая в рамках настоящей магистерской диссертации, обладает низким уровнем суммарного шума. Ресурсами для шумовых помех могут выступить вентиляционные установки, кондиционеры, ЭВМ.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [6]. Шумоизоляцию следует выполнять согласно ГОСТ 12.1.003-76, а звукоизоляцию - СанПиН 11-12-77.

Для изложенных целей применяется звукопоглощающее покрытие стен и потолка звукопоглощающим материалом, организуется рациональная планировка помещения, в которой компенсируется воздействие источников шума по периферии. На используемом в компьютерных помещениях оборудовании по возможности выставляется минимальный уровень шум.

5.2.1.3. Увеличенный уровень ЭМП; повышенная напряжённость электрического поля

ЭМП, характеризующиеся напряженностями электрических и магнитных полей, оказывают значительное влияние на здоровье человека. В качестве основного источника проблем выступают дисплеи (мониторы).

Критические значения излучений от ЭВМ в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

С целью обеспечения безопасности все дисплеи следует испытывать на предмет соответствия требованиям к офисной технике. Для минимизации вредных воздействий работающего монитора на организм человека необходимо следовать данным требованиям:

- удаление от экрана не менее 600-700 мм;

- применение фильтров «Total safety»;
- чередование умеренной трудовой деятельности и отдыха в течение работы.

5.2.1.4. Отклонение характеристик микроклимата на рабочем месте

Микроклимат рабочего места – климат внутренней среды помещения, который представляет из себя комплекс факторов, влияющих на здоровье человека: температура, влажность, скорость аэропотока. Офис ОАО «ТомскНИПИнефть» [35] является помещением для выполнения легких физических работ и должен соответствовать параметрам, приведенным в табл.5.3. (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

Таблица 5.3 - Оптимальные показатели микроклимата на рабочих местах (категория I.a)

Период года	Наименование параметра			
	Температура воздуха, С°	Температура поверхностей, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с.
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
теплый	23-25	22-26	40-60	0,1

Для обеспечения оптимальных значений вышеуказанных параметров на рабочем месте в разное время года используются отопление (холодное время года) и кондиционирование (теплое время года). Функционал кондиционера позволяет самоподдержание заданных условий режима работы.

5.2.1.5. Напряженность труда

Напряженность труда – отражение непосредственной нагрузки на ЦНС человека и его эмоциональную сферу. Факторы, являющиеся составляющими напряженности труда: интеллектуальные нагрузки, монотонность работы, график работы.

Причинами появления являются следующие процессы:

- монотонность работы;
- умственное перенапряжение ввиду сложности задач;
- работа с большими объемами данных;
- нервно-эмоциональные и нервно-психические перегрузки, в особенности у начинающих пользователей; стресс при потере информации;
- утомление глаз, повышенная нагрузка на зрение;

- повышенная нагрузка на опорно-двигательный аппарат, в особенности на позвоночник и суставы верхних конечностей.

Чередование трудовой деятельности и отдыха предусматриваются регламентом в зависимости от вида трудовой деятельности.

К видам трудовой деятельности можно отнести следующие 3 категории: А – работа по идентифицированию информации, показываемой на экране; Б – ввод данных; В – работа в режиме тет-а-тет с ЭВМ, творчество. Если пользователя можно отнести ко всем трем категориям (в течение рабочего дня), то преобладающей будет та, на которую тратится более 50 % времени.

Таблица 5.4 - Категории трудовой активности с ЭВМ

Категория работы по тяжести и напряженности	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы на ЭВМ		
	Группа А Количество знаков	Группа Б Количество знаков	Группа В Время работы, ч
I	До 20000	До 15000	До 2,0
II	До 40000	До 30000	До 4,0
III	До 60000	До 40000	До 6,0

В процессе выполнения настоящей магистерской диссертации, лабораторным работам отводилось порядка 3 часов в день, оформление магистерской диссертации занимало большую часть рабочей недели и зависило от типа операции с ЭФМ. Непрерывная работа без перерыва длилась не более 1,5 часов.

5.2.2. Анализ опасных факторов

5.2.2.1. Электробезопасность

Электробезопасность – это комплекс мероприятий, обеспечивающий безопасность людей ввиду присутствия электрических приборов. Положением о соблюдении электробезопасности является ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.

Опасный производственный фактор в помещении – поражение электрическим током. Основными причины: прикосновение к токоведущим или конструктивным частям, оказавшимся под напряжением.

Электрический ток в разностороннем порядке действует на живую ткань человека. Воздействия бывают следующими: термическими, электролитическими, биологическими и т.п.

Последствия при термическом воздействии бывают следующими: ожоги (ввиду нагрева кожи). В случае электролитического воздействия – изменение физико-химии органических жидкостей.

Механическое воздействие можно детерминировать как разрушающее ткани организма (расслоение, разрыв) ввиду мышечного сокращения. Также возможно световое воздействие, которое поражает слизистые оболочки глаз.

Далее приведены правила безопасности регламентированные электрической безопасностью:

- проверка электропроводки перед началом работы с ЭВМ;
- в случае замыкания – отключение ЭВМ от сети;
- приборы с естественным заземлением при работающей ЭВМ трогать запрещается;

5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Задача в случае охраны окружающей среды представляет собой устранение бытовых отходов. При выходе из строя ЭВМ, данные аппараты списываются, складируются и в дальнейшем утилизируются.

Один из главных загрязнителей (ртутных) – непригодные для дальнейшей эксплуатации люминесцентные лампы, содержание ртути в которой составляет около 55 мг. Таким образом, данные лампы можно отнести к источнику опасных веществ.

Дальнейшая работа с лампами должна выглядеть следующим образом: передача данных источников опасных веществ специализированным предприятиям, которые занимаются переработкой для вторичного использования вышеупомянутых.

Хранение производственных отходов в рамках данной компании представляет из себя складирование в специализированных помещениях. Непригодные к эксплуатации лампы согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г., являются отходами, обязательными к отдельному сбору и сортировке.

5.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.

5.4.1. Пожарная безопасность

Назначение здания является главным фактором при задании зданию степени огнестойкости. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- работы с исправным оборудованием;
- регулярные инструктажи по технике безопасности;
- определение ответственного за ПБ помещений;
- издание приказов по вопросам усиления ПБ;
- отключение оборудования от питания по завершению рабочей смены;
- наличие схемы для эвакуации сотрудников в случае ЧП.

К возможным факторам, приводящим к пожарам, относятся: перегрузки на линиях электросети, замыкания, деизоляция проводника.

Локализовать или ликвидировать загорание можно используя следующие средства пожаротушения:

- вещества (вода, песок, земля);
- материалы (кошмы, асбестовые полотна);
- пожарный инвентарь (бочки и чаны с водой, пожарные ведра, ящики и песочницы с песком);
- пожарные краны с пожарными стволами и рукавами;
- огнетушители.

Данные средства применяют до приезда пожарной бригады.

Согласно ТБ в здании обязательно должна соблюдаться ПБ: наличие плана эвакуации, средств от возгорания и направляющих к эвакуационному выходу обязательно.

Количество необходимых переносных средств от возгорания – не менее двух на этаже, находящихся в поле зрения, доступные к быстрому изъятию, не мешающие в случае эвакуации.

5.5. ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.5.1. Требования к рабочим местам

Рабочее место сотрудника – пространство, на территории которого сотрудник производит трудовую активность. Высокая производительность труда при минимальных физических и психических напряжениях, а также максимальном удобстве обеспечивается в случае правильно организованного рабочего места.

Согласно ГОСТ 12.2.032-78 , в зависимости от антропометрических, физических и психологических требований, конструируется рабочее место сотрудника. В том числе, следует учитывать тип осуществляемой деятельности. В случае с инженером условия следующие:

- оптимизация размещения рабочих установок;
- нестеснённое пространство для свободного перемещения;
- достаточная освещенность помещения: как искусственная, так и естественная;
- шумность должна соответствовать вышеперечисленным требованиям.

Согласно условиям труда, рабочее пространство инженера соответствует рабочему месту для сидячей индивидуальной работы. Параметры места следующие: площадь – 5-6 м, высота – 4 м, объем – двадцать кубометров на сотрудника.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проделанной работы было исследовано влияние предварительной оценки пластовых свойств по динамическим данным с датчиков ТМС на последующее и предыдущее планирование и подбор кандидатов на ГТМ на центральном участке Крапивинского месторождения.

Проведенные расчеты и анализ показали степень влияния некорректной оценки пластовых параметров на разработку участка, а также экономический эффект, оказываемый при планировании ГТМ в этом случае. Согласно проведенному факторному анализу основной проблемой при планировании ГТМ на участке оказались пластовое давление и проницаемость, что сказалось на недополучении плановых приростов при проведении дорогостоящих крупных ГТМ. При планировании ГТМ с данными исходной прокси модели экономический эффект мероприятий оценивался в 156 млн руб.

После проведения анализа добычи и уточнения вышеуказанных параметров была адаптирована прокси-модель участка по пласту Ю₁³ на текущие промысловые данные. С учетом проведенной адаптации проявилась локальность зон просевшего пластового давления ввиду неэффективности ППД и ухода воды в законтурную область. Расчет потенциала скважин с адаптированными данными, на которых ранее были проведены ГТМ, показал переоценку ЧДД в 63 млн руб. Проведенный анализ показал важность проведения предварительного анализа добычи и ценность промысловых динамических данных, сбор которых не требуют остановки скважины, что также является конкурентным преимуществом таковых.

В рамках адаптации прокси-модели участка были выявлены проблемные зоны, уточнение которых при дальнейшей работе с прокси-моделью необходимо, а именно, окружение нагнетательных скважин с предполагаемыми кольматацией ПЗП/уходом воды в ЗО. Сходимость фактических и модельных данных согласно полученной прокси-модели является уверенной, что позволяет использовать данные текущей модели при будущих планированиях ГТМ. Однако, актуальность полученной модели коррелируется с регулярностью обновления промысловых данных базы «ГиД». Для оптимизации процесса планирования ГТМ на участке были предложены следующие методики: разбиение участка на элементы заводнения с присвоением посредством условных функций каждому элементу соответствующего ГТМ и весового коэффициента операции; регулярное построение карты изменения скин-фактора участка для выявления скважин-кандидатов на ГТМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Craig Jr, F. F., 1993, The reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME. NY, Dallas.
2. D. Wolcott, D., 1999, Waterflooding: Design, Performance and Surveillance methods to optimize rates and reserves, Yukos.
3. Dake, L.P., 1978, Fundamentals of reservoir engineering, ELSEVIER SCIENCE B.V., 438p
4. DFA Book, v4.02, KAPPA 1988-2007
5. Electronic source – access mode: www.ru.climate-data.org/location/147060.
6. Manual Petroleum Economics G11PE 2016. Heriot Watt University
7. Reservoir Engineering Manual. – Edinburgh: Heriot-Watt University, 2005. – 321p.
8. Reservoir simulation Manual. – Edinburgh: Heriot-Watt University, 2005. – 321p.
9. А.И. Акулышин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1989- 455 с.
10. Акулышин А.А. // Нефтяное хозяйство. 2000. № 1. С. 36-38.
11. Б.М. Сучков Интенсификация работы скважин. – Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2007. – 612 с.
12. Балакин В.В., Власов С.А., Краснопевцева Н.В и др. Технология повышения нефтеотдачи пластов, снижения обводненности и интенсификации добычи с использованием биополимеров и композиций на их основе / Труды Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений «Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений». - Альметьевск, 5-9 июня 2000 г. - С. 35-63
13. Бердин Т.Г., 2001, Разработка нефтяных и газовых месторождений с применением горизонтальных скважин, недра, москва, 199 стр.
14. Всесоюзный государственный стандарт
15. Горкальцев А.А., 2007 г., Стратиграфия и фациальные характеристики пластов верхнего Келловоя Каймысовского свода, Томский государственный университет, Томск.
16. Желтов Ю.П., 1986, Разработка нефтяных месторождений, Недра, Москва, 332 стр.
17. Закон Российской Федерации N 5003-1 от 21 мая, 1993. О таможенном тарифе.
18. Закон Российской Федерации № 2395-1 от 21 февраля, 1992. О недрах (с

- изменениями, вступившими в силу 01.01.2016)
19. Закревский К.Е., Бобров А.Б., Воробьев Д.В., 2016 г., Геологическое моделирование пласта Ю1 Томского района, Томский политехнический университет, Томск.
 20. И.Т.Мищенко, Скважинная добыча нефти, 2003 г. стр. 574-581
 21. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М., 2006.
 22. К.Г. Оркин, А.М. Юрчук. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М: Недра, 1987
 23. Каушанский Д.А. // Нефтяное хозяйство. 1999. № 7. С. 28-31.
 24. Контроль за процессом заводнения Крапивинского месторождения (юго-западная часть ООО «Сибнефть-Восток») индикаторными методами. ООО НТЦ «Геоинформатика». Нефтеюганск 2006 г.
 25. Контроль за процессом заводнения месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК индикаторными методами. Информационно-технический отчет ООО НТЦ «Геоинформатика», Часть 1, Нефтеюганск, 2010 г.
 26. Контроль за процессом заводнения месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК индикаторными методами. Информационно-технический отчет ООО НТЦ «Геоинформатика». Нефтеюганск, 2008 г.
 27. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – Москва, Недра 2000 г., стр. 102-107
 28. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. – М., 2002.
 29. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003 г.
 30. Методическими указаниями НК «Роснефть» «Требования к составлению раздела проектных технологических документов по выбору способа добычи нефти с использованием шаблона применения технологий»
 31. Н. Н. Андреева Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений.- М., ОАО ВНИИОЭНГ- 2003 г.-196 с. – с. 70
 32. Н.И.Хисамутдинов, Ш.Ф.Тахаутдинов, А.Г.Телин и др. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами.- М.: ВНИИОЭНГ. - 2001.-184 с.
 33. Налоговый кодекс Российской Федерации [электронный ресурс]:

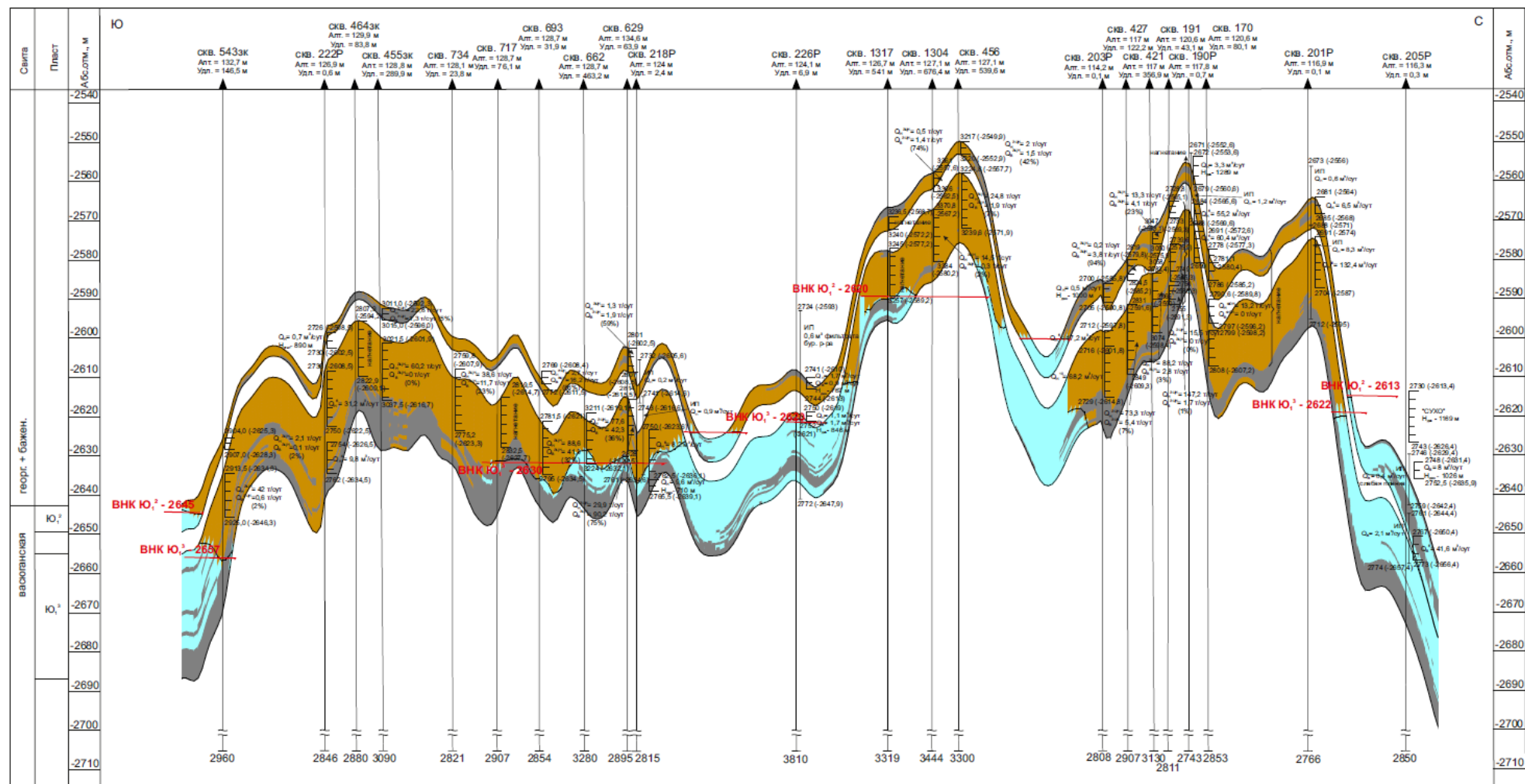
<http://base.garant.ru/10900200/>

34. ОСТ 39-225-88; Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
35. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Утв. Постановлением Федерального горного и промышленного надзора России 5.06.2003 г.
36. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения. Отчет по НИР, ТомскНИПИнефть, Томск, 1994 г.
37. Разработка рекомендаций, программы работ и сопровождение услуг по применению МУН (методы увеличения нефтеотдачи) с целью снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК на 2009 г. Отчет ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа-Стрежевой, 2009 г.
38. РД 153-39,0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. – М., 2000 г.
39. Руководство пользователя. Построение прокси-модели пласта, ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа 2009
40. Х. Мукерджи. Производительность скважин. Руководство. - М.:ЮКОС, 2001-90 с.
41. Чернова, О.С., 2010, биостратиграфическая характеристика пласта Ю1 Крапивинского месторождения, Томский политехнический университет, Томск.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Геологический разрез Крапивинского месторождения



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта Ю₁³

Параметр	Показатели		Пласт Ю ₁ ³		
			НЗ	ВНЗ	По залежи
Общая толщина (в пределах проницаемой части пласта), м	среднее значение		15,8	15,3	14,8
	коэффициент вариации		0,16	0,67	0,23
	интервал	от	4,4	5,4	4,4
	изменения	до	32,1	38	38
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	среднее значение		14,7	8,6	11,8
	коэффициент вариации		0,27	0,44	0,31
	интервал	от	0,9	0,9	0,9
	изменения	до	24,7	27,2	27,2
Эффективная водонасыщенная толщина, м	среднее значение		-	5,8	5,8
	коэффициент вариации		-	0,53	0,53
	интервал	от	-	0,5	0,5
	изменения	до	-	30,5	30,5
Коэффициент песчанистости доли ед.	среднее значение		0,66	0,71	0,68
	коэффициент вариации		0,18	0,17	0,18

	интервал	от	0,17	0,26	0,17
	изменения	до	1	1	1
Коэффициент расчлененности, доли ед.	среднее значение		1,9	1,9	1,9
	коэффициент вариации		0,34	0,36	0,36
	интервал	от	1	1	1
	изменения	до	9	5	9

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Выбор ГТМ для элементов заводнения

Суммарный рейтинг элементов заводнения						
Критерий	Операция	Границы		Весовой коэффициент	Ранг	Дополнительные параметры
		%	Кол-во			
Процент падения Рпл от Рпл.нач	Оптимизация системы ППД	Процент падения Рпл от первоначального. Приоритетность задается в зависимости от процента падения [снижение Рпл менее 60% - низкий приоритет (зеленый светофор), 60-80% - средний приоритет (желтый светофор), более 80% - высокий приоритет (красный светофор)]	Потери нефти от снижения Рпл на конец года. Приоритетность задается в зависимости от процента падения [снижение менее 5 т/сут - низкий приоритет (зеленый светофор), 5-10 т/сут - средний приоритет (желтый светофор), более 10 т/сут - высокий приоритет (красный светофор)]	Весовой коэффициент придает значимость критерию в суммарном рейтинге элементов заводнения (возможно задать экспертно от 0 до 10).	Место элемента заводнения в массиве данных ЭЗ. Самым проблемным элементам присвоен самый высокий ранг.	
Отбор от НИЗ	Исследование, ОИЗ	Процент отбора от НИЗ. Приоритетность задается в зависимости от процента падения [выработка 100-110% - низкий приоритет (зеленый светофор), 110-150% - средний приоритет (желтый светофор), более 150% - высокий приоритет (красный светофор)].	-			
Превышение обводненности отборами от НИЗ	Ограничение притока воды	Превышение обводненности над отборами от НИЗ по ЭЗ. Приоритетность задается в зависимости от превышения % [больше 20% - низкий приоритет (зеленый светофор), 20-40% - средний приоритет (желтый светофор), более 40% - высокий приоритет (красный светофор)].	-			Количество скважин с % воды > 80% и Qн < 0.5 т/сут; перечень кандидатов на РИР; средний прирост от проведенных РИР за xxxx-xxxx гг, т/сут

Оптимизации системы разработки	Оптимизация системы разработки (ВНС, ЗБС, дострел)	Средняя площадь ЭЗ на 1 скв. Приоритетность задается в зависимости от средней площади на 1 скв. [менее 100 га/скв - низкий приоритет (зеленый светофор), 100-500 га/скв - средний приоритет (желтый светофор), более 500% - высокий приоритет (красный светофор)].	-	Весовой коэффициент придает значимость критерию в суммарном рейтинге элементов заводнения (возможно задать экспертно от 0 до 10).	Место элемента заводнения в массиве данных ЭЗ. Самым проблемным элементам присвоен самый высокий ранг.	
Потенциал по Рзаб	ИДН	Превышение Рзаб над Рнас. Приоритетность задается в зависимости от отношения Рзаб/Рнас [менее 2 - низкий приоритет (зеленый светофор), 2-4 - средний приоритет (желтый светофор), более 4 - высокий приоритет (красный светофор)].	-			Количество скважин с потенциальным приростом более 2 т/сут; суммарный прирост по скважинам с потенциалом по Рзаб; скважины-кандидаты на проведение ИДН
Низкий темп выработки запасов	Интенсификация притока		-			Остаточные извлекаемые запасы приходящиеся на 1 скважину
Снижение продуктивности	ПВЛГ	Суммарная нескрытая толщина по скважинам. Приоритетность задается в зависимости от толщины [<20м - низкий приоритет (зеленый светофор), 20-100м - средний приоритет (желтый светофор), >100м - высокий приоритет (красный светофор)].	-			Скважины-кандидаты на ПВЛГ, средний прирост и скважины с ранее проведенными ПВЛГ по проблемному ЭЗ

Снижение продуктивности	Снятие скин-фактора	Снижение Кпрод. Приоритетность задается в зависимости от снижения Кпрод [менее 33% - низкий приоритет (зеленый светофор), 33-67 - средний приоритет (желтый светофор), более 67 - высокий приоритет (красный светофор)].	-	Весовой коэффициент придает значимость критерию в суммарном рейтинге элементов заводнения (возможно задать экспертно от 0 до 10).	Место элемента заводнения в массиве данных ЭЗ. Самым проблемным элементам присвоен самый высокий ранг.	Суммарный прирост по скважинам с потенциалом на ОПЗ, количество скважин с потенциальным приростом от ОПЗ более 2,5 т/сут
Потенциал на ГРП	ГРП	Суммарный прирост по скважинам с потенциалом на ГРП	-			Суммарный прирост по скважинам с потенциалом на ГРП, количество скважин с потенциальным приростом от ГРП более 8 т/сут, скважины-кандидаты на проведение ГРП, средний прирост и скважины с ранее проведенными ГРП за xxxx-xxxx гг.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Расчет ЧДД от проведения ГРП: план и факт

Параметр	4965 факт	4965 план	13405 факт	13405 план	4975 факт	4975 план	5345 факт	5345 план	13405 факт	13405 план	13445 факт	13445 план	13385 факт	13385 план
Нэфф, м	10	10	1.5	1.5	19.3	19.3	7.4	7.4	22.4	22.4	4.9	4.9	17.1	17.1
Нэфф, м	10	10	1.5	1.5	10.3	10.3	7.4	7.4	6.4	6.4	4.9	4.9	17.1	17.1
М, тонн	100.0	100.0	9.5	10.0	100.0	100.0	9.5	10.0	60.0	60.0	9.5	10.0	30.5	31.0
ρ, тонн/м3	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13
V пропанга, м3	47.05	47.05	4.47	4.70	25.11	25.11	4.47	4.70	8.07	8.07	4.47	4.70	14.35	14.58
Qн до, т/день	7.8	7.8	0.0	0.0	13.5	13.5	0.0	0.0	4.2	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Qн после, т/день	10.0	17.0	13.2	15.1	26.0	27.9	30.5	22.8	18.4	17.5	37.3	37.4	15.8	43.5
Стоимость работ, млн руб	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835
Стоимость пропанга, млн руб	10.551	10.551	1.002	1.055	10.551	10.551	1.002	1.055	6.331	6.331	1.002	1.055	3.218	3.271
Капитальные затраты, млн руб	16.39	16.39	30.21	30.26	16.39	16.39	30.21	30.26	12.17	12.17	30.21	30.26	32.42	32.48
Увеличение дебита, м3/день	1.45	7.09	10.64	12.17	9.52	11.05	24.58	18.37	11.27	10.55	30.06	30.14	12.73	35.06
Продажа на внутреннем рынке, млн руб	0.012	0.061	0.091	0.105	0.082	0.095	0.211	0.158	0.097	0.091	0.258	0.259	0.109	0.301
Продажа на внешнем рынке, млн руб	0.009	0.043	0.065	0.074	0.058	0.068	0.150	0.112	0.069	0.065	0.184	0.185	0.078	0.215
Доход в день, млн руб	0.021	0.104	0.157	0.179	0.140	0.163	0.362	0.270	0.166	0.155	0.442	0.444	0.187	0.516
Налог в день, млн руб	0.008	0.041	0.062	0.071	0.056	0.065	0.144	0.107	0.066	0.062	0.176	0.176	0.074	0.205
Операционные затраты в день, млн руб	0.003	0.012	0.018	0.021	0.016	0.019	0.042	0.032	0.019	0.018	0.052	0.052	0.022	0.061
Прибыль в день, млн руб	0.010	0.051	0.076	0.087	0.068	0.079	0.176	0.131	0.081	0.075	0.215	0.215	0.091	0.250
Период самоокупаемости, дней	1579	323	397	348	241	208	172	231	151	161	141	141	356	130
ЧДД, млн руб	-13	2	-2	1	8	12	34	18	17	15	48	48	1	59

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(обязательное)

Расчет ЧДД для скважин-кандидатов на ГРП

Параметр	4665	13165	13445	13405	4965	4975	4855
Нэфф, м	17.6	13.12	3.89	4.9	9.2	7.49	9.58
Нэфф, м	17.6	13.12	3.89	4.9	9.2	7.49	9.58
М, тонн	101.6	75.8	22.5	28.3	53.1	43.3	55.3
ρ, тонн/м ³	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13
V проппанта, м ³	47.82	35.65	10.57	13.31	25.00	20.35	26.03
Qн до, т/день	18.0	3.3	2.3	5.1	6.1	6.7	10.0
Qн после, т/день	65.7	21.6	3.4	5.6	36.5	41.7	49.3
Стоимость работ, млн руб	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835	5.835
Стоимость проппанта, млн руб	10.724	7.994	2.370	2.986	5.606	4.564	5.837
Капитальные затраты, млн руб	16.56	13.83	8.21	8.82	11.44	10.40	11.67
Увеличение дебита, м ³ /день	10.75	5.79	-0.60	-2.15	9.25	10.84	11.05
Продажа на внутреннем рынке, млн руб	0.092	0.050	-0.005	-0.018	0.080	0.093	0.095
Продажа на внешнем рынке, млн руб	0.066	0.035	-0.004	-0.013	0.057	0.066	0.068
Доход в день, млн руб	0.158	0.085	-0.009	-0.032	0.136	0.160	0.163
Налог в день, млн руб	0.063	0.034	-0.003	-0.013	0.054	0.063	0.065
Операционные затраты в день, млн руб	0.019	0.010	-0.001	-0.004	0.016	0.019	0.019
Прибыль в день, млн руб	0.077	0.041	-0.004	-0.015	0.066	0.077	0.079
Период самоокупаемости, дней	216	334	-1926	-574	173	134	148
ЧДД, млн руб	11	1	-10	-14	13	18	17