

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
Оценка влияния изменчивости геолого-петрофизических свойств на условия адаптации гидродинамической модели на примере Чатылькинского нефтяного месторождения (ЯНАО, Тюменской области)

УДК 622.276:556.3.07(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Саврасов Дмитрий Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Коровкин М. В.	д. ф-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
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., доцент		

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	Саврасову Дмитрию Сергеевичу

Тема работы:

Оценка влияния изменчивости геолого-петрофизических свойств на условия адаптации гидродинамической модели на примере Чатылькинского нефтяного месторождения (ЯНАО, Тюменской области)

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 компании ООО «Газпромнефть НТЦ»: геолого-физическая характеристика, фильтрационная модель месторождения.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки и техники в области анализа неопределенностей. Введение (актуальность, постановка задачи). Геологическая, литолого-стратиграфическая, гидродинамическая характеристика месторождения.
Перечень графического материала	Географическое положение месторождения; анализ чувствительности; показатели разработки месторождения; кривая чистого дисконтированного дохода.
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
профессор	Коровкин М. В.	д. ф-м. н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Саврасов Дмитрий Сергеевич		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Саврасов Дмитрий Сергеевич

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 бурения одной скважины	Литературные источники
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Литературные источники

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Определение экономической эффективности разработки месторождения	Расчет чистого дисконтированного дохода
2. Определение экономического эффекта при бурении горизонтальных скважин	Расчет разницы прибыли при бурении горизонтальной/наклонно-направленной скважины

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График чистого дисконтированного дохода

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.н.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Саврасов Дмитрий Сергеевич		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Саврасов Дмитрий Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Чатылькинское месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе. Данный район характеризуется суровой продолжительной зимой и теплым, коротким летом. Самый морозный месяц – январь Самый теплый месяц - июль
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды 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)	Рассматривая условия проведения сейсмических, геофизических и лабораторных исследований можно выделить следующие опасные производственные факторы: • метеорологические условия; • воздействие на организм вредных веществ (пары нефти, выбросы от дорожной техники); • травматизм; • повышенная взрывоопасность проводимых работ.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Проведение данных работ должно осуществляться согласно правилам безопасности при геологоразведочных работах ПБ 09-37-93. К основным правилам относятся: • при проведении взрывных работ обслуживающий персонал и сейсмическая станция должны находиться за пределами опасной зоны; • запрещается работать с сейсмокошой и сейсмоприемниками без разрешения взрывника в пределах опасной зоны; • всё оборудование,

	предназначенное для выполнения сейсморазведочных работ, должно быть расположено таким образом, чтобы продукты взрыва относились в другую сторону от обслуживающего персонала; • запрещается буксировка сейсмокося без сигнала оператора, который несет ответственность за смотку-размотку кося; • рабочее место лебедчика смоточной машины должно быть отделено от лебедочного отсека перегородкой из небьющегося стекла; • все процедуры, связанные с сейсмической косой (очистка, осмотр, ремонт, освобождение от петель и зацепов), следует выполнять только после остановки транспортного средства, разматывающего (сматывающего) или буксирующего сейсмическую косу.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	При проведении сейсморазведочных работ основными источниками воздействия на окружающую среду являются: • прокладка сейсмических профилей, локальное изменение почвенного покрова; • загрязнение литосферы бытовыми отходами; • локальное взмучивание поверхностных водоемов; • беспокойство животных вследствие шумовых и вибрационных эффектов;
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Диаграмма зависимости случаев травматизма от температуры воздуха

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Саврасов Дмитрий Сергеевич		26.06.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 87 с., 30 рис., 28 табл., 19 источников.

Ключевые слова: параметра неопределенностей, гидродинамическое моделирование, анализ чувствительности, контрольные параметры, накопленные показатели.

Объектом исследования являются геологические и петрофизические неопределенности

Цель работы – анализ влияния геологических и петрофизических неопределенностей на условия адаптации гидродинамической модели.

В процессе исследования проводились: создание нескольких синтетических геологических/гидродинамических моделей с разным набором входных параметров; анализ чувствительности.

В результате исследования определены исходные параметры, наиболее влияющие на накопленные показатели; расхождение контрольных параметров гидродинамической модели.

Степень внедрения: получены зависимости расхождения накопленной добычи в зависимости от расхождения контрольных параметров гидродинамической модели.

Область применения: гидродинамическое моделирование, проведение адаптации на исторические данные

Экономическая эффективность/значимость работы: данная работа позволяет оценить достоверность гидродинамической модели при недостаточной адаптации на исторические данные по какому-либо параметру.

В будущем планируется проверить полученные зависимости на большем количестве гидродинамических моделей реальных месторождений.

Abstract

This research consists of 87 pages, 30 figures, 28 tables and 19 references.

Key words: uncertainty parameters; reservoir simulation; sensitivity analysis; reservoir performance results.

The object of this research is uncertainty of geological and petrophysical properties.

The purpose of this work is to determine impact of uncertainty of geological and petrophysical parameters on history matching quality of reservoir simulation model.

Performing the research several synthetic geological and reservoir simulation models were constructed with different input data.

Results of the research shows input data that have the highest impact on reservoir performance results and impact on deviation of reservoir performance results.

Applicability: reservoir simulation, history matching.

As for the economic effect, research can evaluate accuracy of reservoir simulation model in the case of insufficient history matching.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ГИС – геофизические исследования скважин
ГДИС – гидродинамические исследования скважин
ОГ – отражающий горизонт
ВНК – водонефтяной контакт
РТА – pressure transient analysis
СТОИР – stock tank oil initially in place
PV – pore volume
PVT – pressure, volume, temperature data
ОФП – относительные фазовые проницаемости
КИН – коэффициент извлечения нефти
ЧДД – чистый дисконтированный доход
FWCT – field water cut
FPR – field reservoir pressure
FOPR – field oil production rate
FWIR – field water injection rate
N_p – накопленная добыча
ПЗР – подготовительно-заключительные работы
СПО – спуско-подъемные операции
ЗВ – загрязняющие вещества

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	13
1.1 Общие сведения о месторождении	13
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	15
1.3 Нефтегазоносность	21
1.4 Физико-литологическая характеристика коллекторов	22
1.5 Гидродинамическая характеристика	24
1.6 Свойства и состав пластовых флюидов	26
2. LITERATURE REVIEW	30
3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ	38
3.1 Построение геологической модели/гидродинамической моделей с базовыми параметрами	38
3.2 Анализ чувствительности	42
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ	55
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
5.1 Расчет ЧДД	60
5.2 Расчет технико-экономических показателей	64
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
6.1 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды	73
6.2 Охрана окружающей среды	76
6.3 Техника безопасности при проведении сейсморазведочных и геофизических работ	77
6.4 Расчет выбросов загрязняющих веществ от автомобильного транспорта	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	86

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время создание геологических и гидродинамических моделей является одним из самых эффективных инструментов анализа и проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Причиной является стремительное развитие мощности вычислительной техники и математических методов решения сложных задач.

Геолого-гидродинамическое моделирование способно обработать и обобщить огромный объем различной информации (ГИС, ГДИС, сейсмические исследования и др.) и представить её в виде трехмерной, цифровой модели.

Входные данные, требуемые для построения геологических или гидродинамических моделей, несут в себе определенную долю неопределенности в силу различных причин.

Целью данной работы является анализ влияния неопределенности геологических, петрофизических данных на результаты и точность расчета гидродинамической модели, а также определение зависимости между качеством адаптации гидродинамической модели на исторические данные и точностью расчета гидродинамической модели.

Практическая значимость заключается в существенном сокращении времени на адаптацию гидродинамической модели, так как данная работа позволит определить степень неточности результатов расчета в зависимости от степени расхождения контрольных параметров.

2. LITERATURE REVIEW

The term “uncertainty” that is the main part during field development can be defined as incomplete understanding about what we like to quantify [3]. Due to presence of uncertainties field development and reservoir management decisions are often related to risks. The worst case occurs during appraisal stage that corresponds to the highest capital expenditures, such as drilling the wells or facility construction, but at the same time is related to minimal data about reservoir characterization due to small amount of core or PTA data.

The most common uncertainties are related to construction of geological model. They are volume in place, presence of faults, transmissibility of faults, reservoir boundaries, aquifer support and others.

Nowadays, there is no unique methodology that can quantify degree of uncertainties. Moreover, existing methodologies to quantify the impact of uncertainties are often not well defined because the impact of uncertainties and amount of available data varies with time.

The all input data for geological or reservoir simulation models such as lithology, porosity, permeability and others have some degree of uncertainty that occurs due to different reasons [4]. These causes of occurrence can be classified on:

1. Character of measurement:

- Direct method (e. g. fluid movement profile. These measurements seem to be more reliable but there are possible uncertainties that are needed to take into account during construction of reservoir simulation model and history matching, for example:

- Oil, water production rates are measured systematically whereas gas solubility is measured more rarely. It leads to uncertainty during matching of gas production rate.

– Injection rates can be less reliable than production rates due to presence of measurement inaccuracy such as inaccuracy of flow meters or behind-the-casing flow.)

- Indirect method (e. g. PTA, well logging, seismic surveys)

2. Depth of investigation:

- Shallow (core analysis. These data represent only small part of field.)
- Medium (well logging)
- Deep (PTA)
- Very deep (seismic surveys)

3. Degree of vertical resolution:

- Pure (seismic surveys)
- Medium (PTA)
- Good (core analysis, well logging)

4. Character of uncertainty occurrence:

- Measurement errors (including inaccuracy of measurement gauge and incorrect technology execution. For example, data, such as permeability or productivity index, from PTA sometimes are inaccuracy due to insufficient test time. Also, during test of large perforation interval of heterogeneous reservoir it is impossible to differentiate saturation from different layers. As for the core data, they cannot be completely representative since core properties change during extraction into surface.)

- Error during the application in models (including low correlation coefficients, averaging of data. For example, there is inaccuracy in determination of absolute and relative permeability's in the case of naturally fractured reservoir because it is often impossible to indicate natural fractures in core. Also, there may be insufficient amount of logging tools that leads to:

- incorrect determination of net pay due to absence of micrologs that can identify thin tight layers

– incorrect porosity determination due to absence of sonic, density or neutron tool).

Uncertainty of input data can significantly influence project parameters, such as cumulative oil, gas, water production, recovery factor, net present value and others. One of the main methods of uncertainty reduction and increase in accuracy of reservoir performance results is history matching. It is the process of adjusting the simulator input in such a way as to achieve a better fit to the actual reservoir performance [5] (fig. 2.1).

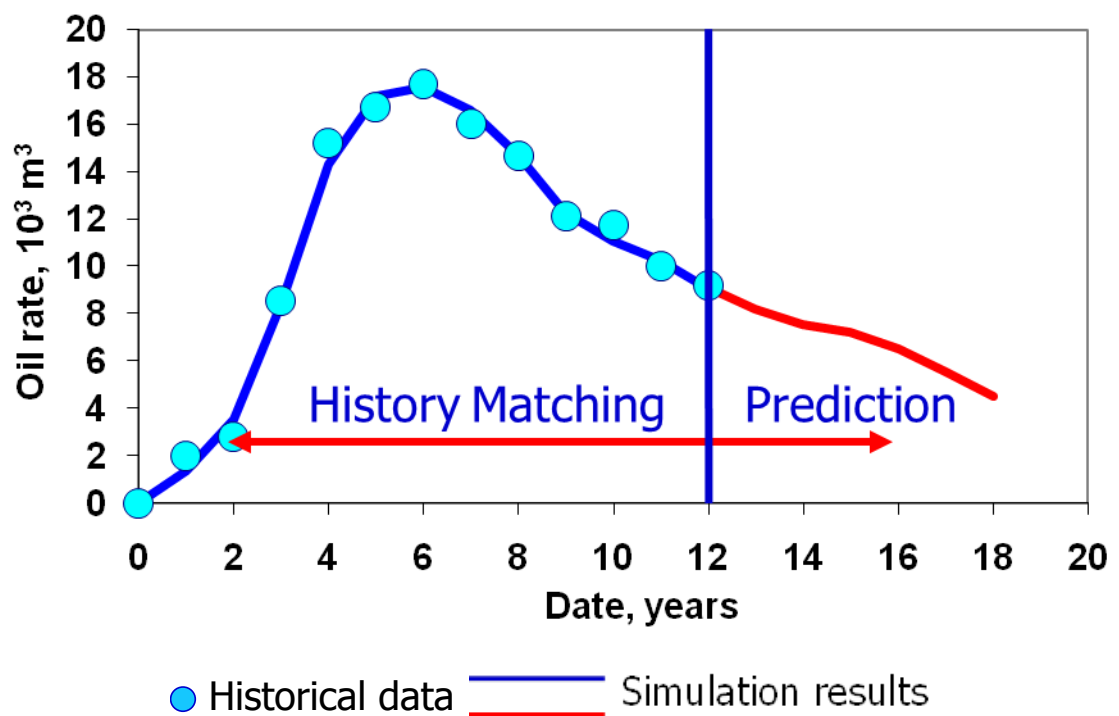


Figure 2.1 – History matching example

During history matching it is necessary to note that all reservoir simulation model changes should most closely reflect change in the knowledge of the field geology e.g. the permeability of a high permeable streak, the presence of sealing faults etc.

Adjusted simulation model parameters can be divided on the 3 types:

1. Hard data (e.g. properties of rock, such as rock compressibility or fluid properties, such as fluid density and viscosity)
2. Soft data (e.g. volume of shale, porosity distribution)
3. Unknown data (e.g. pore volume, permeability distribution, aquifer properties, end points of relative permeability curves, fluid contacts and others).

Performing history matching primarily it is necessary to adjust change parameters having the highest degree of uncertainty, in particular unknown data. In the case of pure history matching soft data and finally hard data are adjusted.

There are other methods to decrease degree of uncertainties and its impact on performance results of reservoir simulation model. One of these is described in SPE article 66399 that is called “Uncertainty analysis in reservoir production forecasts during appraisal and pilot production phases” [6].

The purpose of this article is to present methodology that can be used to quantify impact of uncertainties in the economic evaluation of reservoirs.

It is possible to distinguish the main phases of this methodology:

1. Determination of uncertainties of attributes;
2. Performing of sensitivity analysis to determine the most crucial attributes and to decrease amount of reservoir simulation models;
3. Automatic assembly of the reservoir simulation models by application of derivative tree technique;
4. Numerical simulation;
5. Statistical treatment of the results in order to obtain risk curves of net present value and net production.

On the table 2.1 the uncertainty attributes are presented that characterize the reservoir. At the second stage of the methodology sensitivity analysis was performed for STOIIP, net production and net present value. Example of this analysis is presented on the figure 2.2.

Results of sensitivity analysis show that the most critical attributes are PV1, PV2; k_{h2} , k_{h3} . After that the above mentioned attributes were assembled into decision tree (fig. 2.3).

The last step is the construction of risk curves that can determine the most probabilistic case of net present value and cumulative oil production (fig. 2.4).

Table 2.1 – Uncertainties attributes

Attributes	Levels	Probability
Structural	Block 1	0.5
	Block 2	0.2
	Block 3	0.3
Pore volume	PV1	0.7
	PV2	0.15
	PV3	0.15
Vertical permeability	k_{v1}	0.7
	k_{v2}	0.15
	k_{v3}	0.15
Horizontal permeability	k_{h1}	0.7
	k_{h2}	0.15
	k_{h3}	0.15
PVT	PVT1	0.4
	PVT2	0.4
	PVT3	0.2
Relative oil-water	k_{ro1}	0.34
	k_{ro2}	0.33
	k_{ro3}	0.33
Relative oil-gas	k_{rog1}	0.34
	k_{rog2}	0.33
	k_{rog3}	0.33

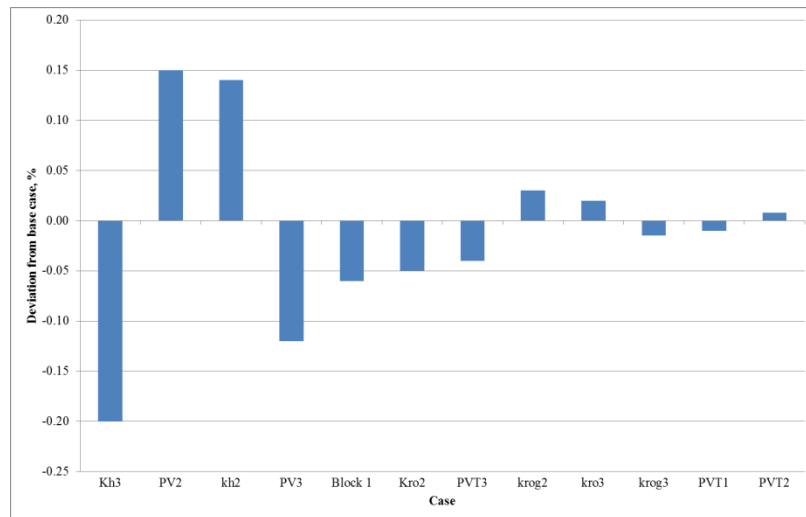


Figure 2.2 - Sensitivity analysis of net production

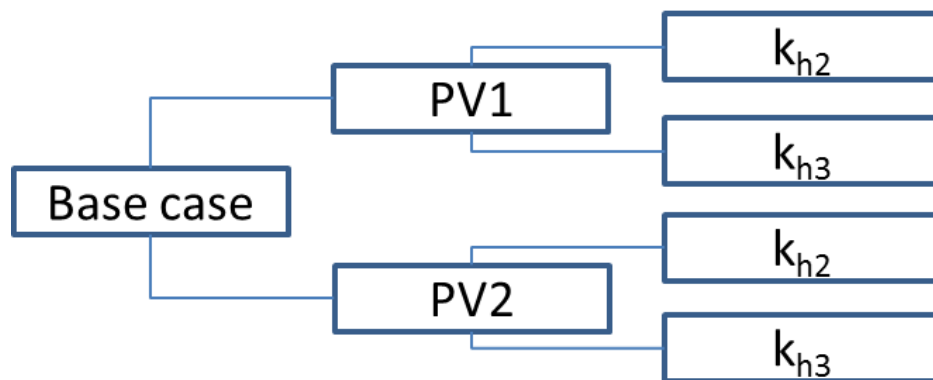


Figure 2.3 - Decision tree of reservoir simulation options

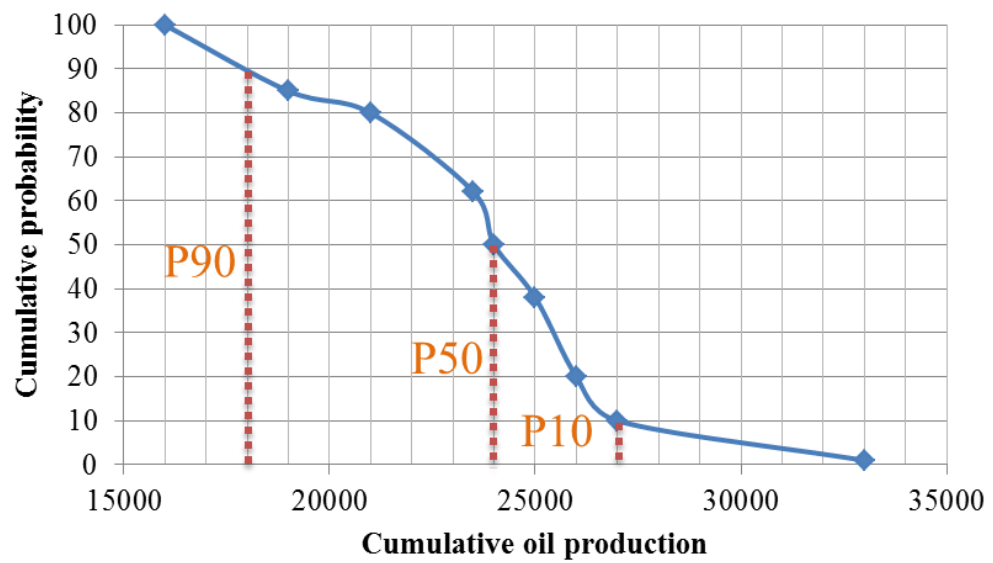


Figure 2.4 - Risk curve of cumulative oil production

The other method of uncertainties treatment is to use standard deviation between some performance results of reservoir simulation model (e. g. water cut or reservoir pressure) in order to determine input data that have the highest impact on performance results. This method was applied in the OOO “TyumenNIIgiprogas” [7].

Firstly, the main uncertainty parameters and its measurement errors were defined (table 2.2).

Table 2.2 – Uncertainty parameters

Parameter	Measurement error, %
Pore volume	±5
Permeability	±20
Transmissibility	±20
Aquifer parameters	±15
Connate water and gas saturations	±3

In order to determine parameters that have the highest impact on reservoir pressure several reservoir simulation models with changed input data described above were calculated.

Analysis of results was based on comparison of standard deviation of each reservoir simulation case.

Calculation of standard deviation was performed by the following formula:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (2.1)$$

,where σ – standard deviation; n – overall amount of measurements; x_i – reservoir pressure calculated by reservoir simulation model; y_i – historic value of reservoir pressure.

Results of comparison are presented below (fig. 2.5)

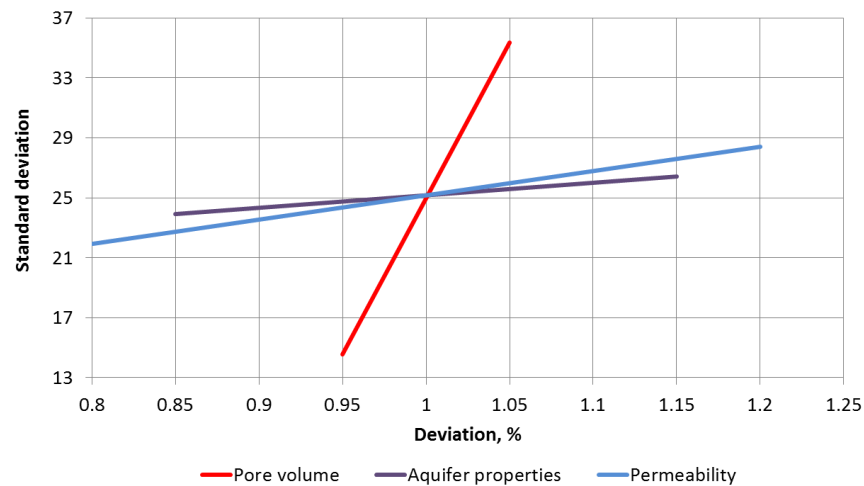


Figure 2.5 - Change of input parameter and standard deviation correlation

From this figure it is possible to do the following conclusions:

1. Change in pore volume has the highest impact on reservoir pressure trend (decrease in pore volume by 5 % leads to change in standard deviation by 44 %);
2. Change in permeability and transmissibility has the same influence on reservoir pressure (standard deviation decrease by 10 %);
3. Change in compressibility of aquifer has the insignificant influence on reservoir pressure change;
4. Change in connate water and gas saturations does not influence the reservoir pressure change.

3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Как упоминалось ранее, основной целью данной работы являются следующие пункты:

1. Определение входных параметров, оказывающих наибольшее влияние на расхождение контрольных параметров гидродинамической модели;
2. Определение влияния расхождения между контрольными параметрами на накопленные показатели гидродинамической модели.

3.1 Построение геологической модели/гидродинамической моделей с базовыми параметрами

Каждая обстановка осадконакопления имеет свои индивидуальные параметры неопределенностей. Например, песчаные отложения (линзы) речной обстановки осадконакопления характеризуются высокой расчленённостью [8]. Следовательно, сообщаемость песчаных линз является основной неопределенностью при геологическом моделировании. Другим примером является прибрежно-морская обстановка осадконакопления. В данном случае барьерные острова представляют собой вытянутые вдоль береговой линии песчаные тела. Для такой геометрии важной неопределенностью является ширина песчаного тела.

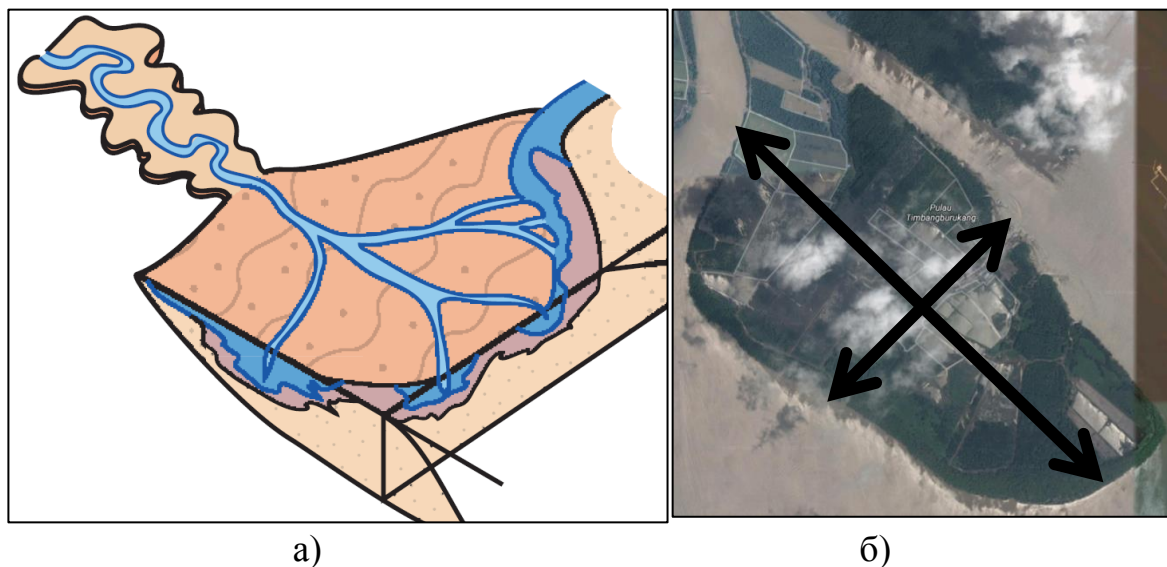
В данной работе за основу была взята дельтовая обстановка осадконакопления речного типа, так как формирование пласта-коллектора месторождения Ч происходило в данных условиях. Дельта речного типа характеризуется наличием прямых, слабо извилистых дельтовых рукавов, формирующих вытянуты до лопастных песчаные тела. Для дельт речного типа характерна быстрая проградация в сторону морского бассейна с формированием приустьевых песчаных насыпей, известных, как «баровые-

пальцы» или «шнурковые пески» (рис. 3.1.1). Примером современной дельты речного типа является дельта реки Махакам, расположенной на территории острова Калимантан, Индонезия [9].

Для моделирования «барового пальца» и распространения литологии, пористости в геологической модели были взяты ранги, представленные в табл. 3.1.1, предполагая, что соотношение между шириной и длиной песчаного тела равняется 1:2 [10].

Таблица 3.1.1 – Ранги для распределения свойств

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Главный горизонтальный ранг, м	1220	2135	3050
Второстепенный горизонтальный ранг, м	610	1068	1525
Вертикальный ранг, м	7	7	7



а)

б)

Рисунок 3.1.1 – Модель дельты речного типа

а – общий вид дельты; б – пример современного «барового пальца», Махакам, Индонезия

Распределение проницаемости осуществлялось исходя из зависимости, полученной при сопоставлении пористость-проницаемость (рис. 3.1.2).

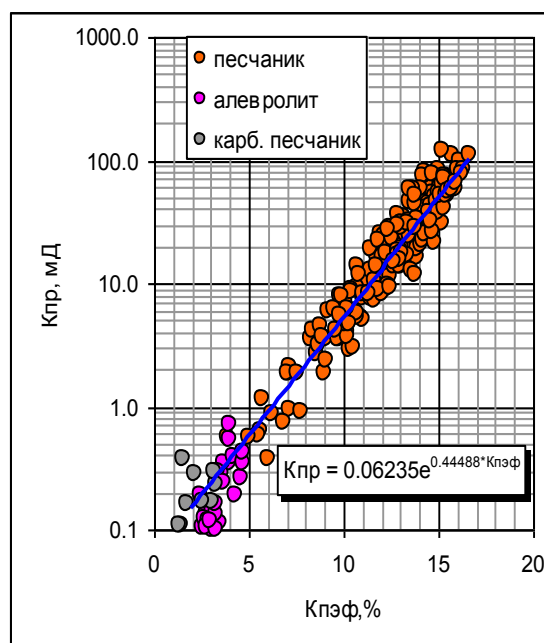


Рисунок 3.1.2 – Зависимость проницаемость-пористость

Для распределения водонасыщенности была использована J-функция Леверетта, имеющая вид:

$$J(S_w) = 3.545 * S_w^{-3.716} \quad (3.1.1)$$

Построив геологическую модель, были подсчитаны начальные геологические запасы. В таблице 3.1.2 приведены основные свойства построенной модели:

Таблица 3.1.2 – Параметры геологической модели

Общее количество ячеек	16000
Размеры геологической модели	
• длина, м	• 2000
• ширина, м	• 2000
• высота, м	• 40
Общий объем, 10^6 м^3	160
Поровый объем, 10^6 м^3	22.352
Средняя пористость, %	13.97

Продолжение таблицы 3.1.2

Средняя проницаемость, mD	53.7
Средняя водонасыщенность, %	34
Геологические запасы, 10^6 м^3	8.382

Следующим шагом было построение гидродинамической модели, и расчет базового варианта разработки. В качестве системы разработки была выбрана 5-точечная схема, являющаяся наиболее распространенной при разработке нефтегазовых месторождений, так как она обладает наиболее интенсивным воздействием на залежь [11].

Проектный срок разработки месторождения обуславливается следующими условиями:

1. Обводненность добывающих скважин должна достигать не менее 98 %;
2. Дебит по нефти должен составлять не более 0.5 % [12].

По достижении хотя бы одного условия добывающая скважина переходила в статус ликвидированных. Расчет гидродинамической модели производился в программном пакете Petrel, Eclipse.

В таблице 3.1.3 и на рисунке 3.1.3 приведены показатели разработки базовой модели.

Таблица 3.1.3 – Показатели разработки базовой модели

Срок разработки, год	28
Накопленная добыча нефти, м^3	5048068.5
Накопленная добыча жидкости, м^3	45953552.5

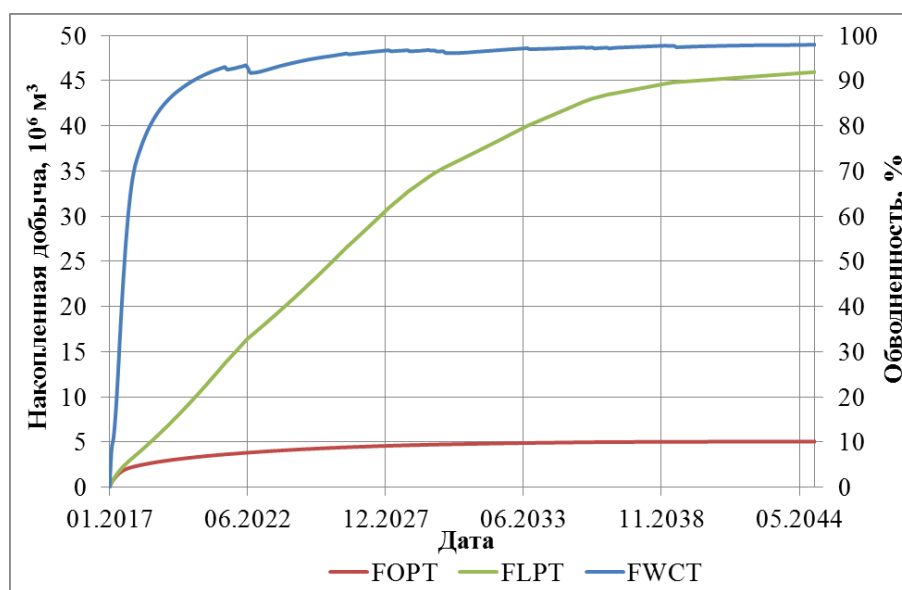
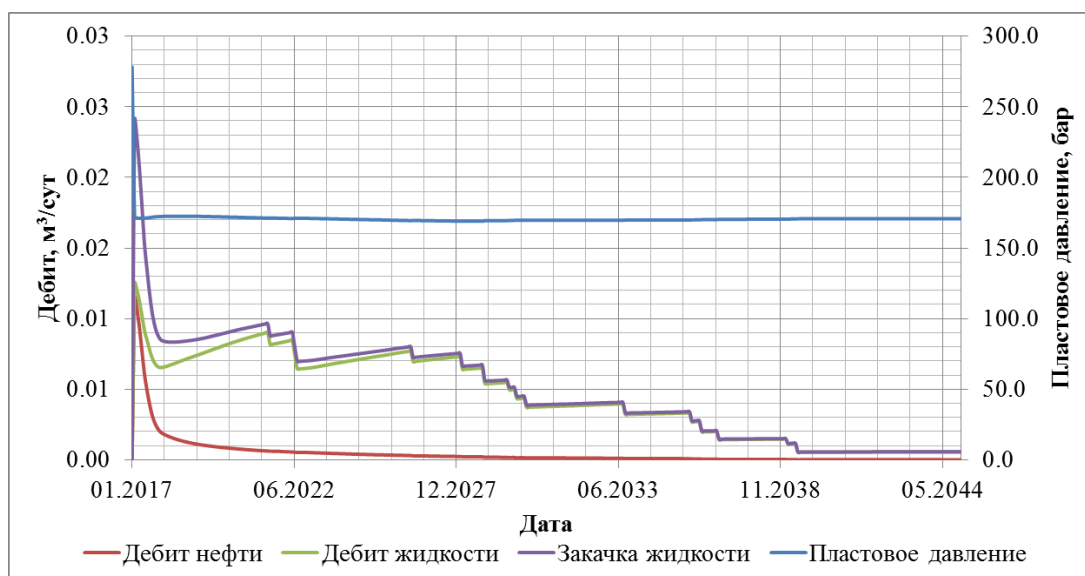


Рисунок 3.1.3 – Показатели разработки базовой модели

3.2 Анализ чувствительности

Следующим шагом выполнения данной работы было создание многочисленных геологических, а затем гидродинамических моделей с отличными от базовой модели входными параметрами. Данный шаг был выполнен для того, чтобы определить влияние изменения входных параметров

на контрольные параметры гидродинамической модели. Диапазон входных параметров, подвергшихся изменению, представлен в таблице 3.2.1.

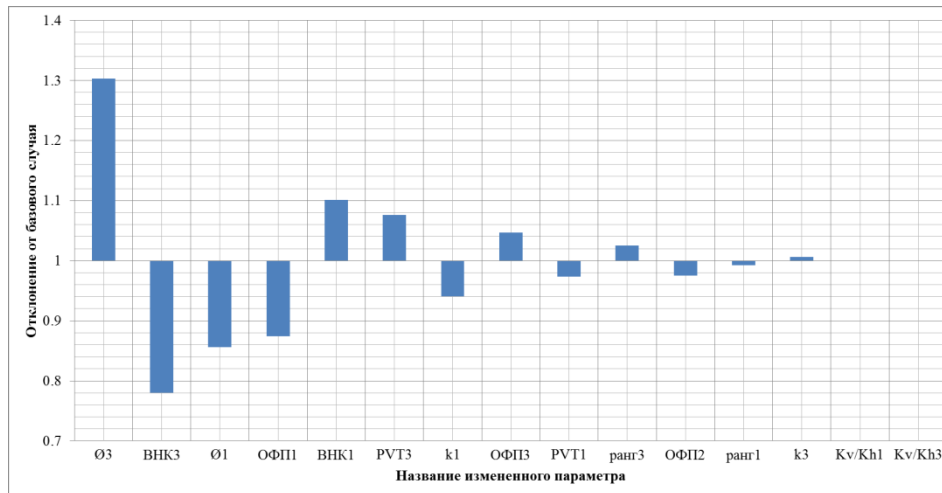
Таблица 3.2.1 – Диапазон входных параметров

Наименование параметра (условное обозначение)	Значение параметра		
Размеры песчаного тела (длина/ширина/мощность)	1220/610/7 (ранг 1)	2135/1068/7 (ранг 2)	3050/1525/7 (ранг 3)
Уровень ВНК, м	-2640 (ВНК 1)	-2635 (ВНК 2)	-2630 (ВНК 3)
Пористость, д. ед.	0.131 ($\emptyset_1$)	0.184 ($\emptyset_2$)	0.213 ($\emptyset_3$)
Проницаемость, mD	10.51 (k_1)	21.02 (k_2)	91.1 (k_3)
Вертикальная анизотропия проницаемости, д. ед.	0.1 (k_v/k_{h1})	0.22 (k_v/k_{h2})	0.3 (k_v/k_{h3})
Относительные фазовые проницаемости	ОФП1	ОФП2	ОФП3
PVT свойства	PVT1	PVT2	PVT3

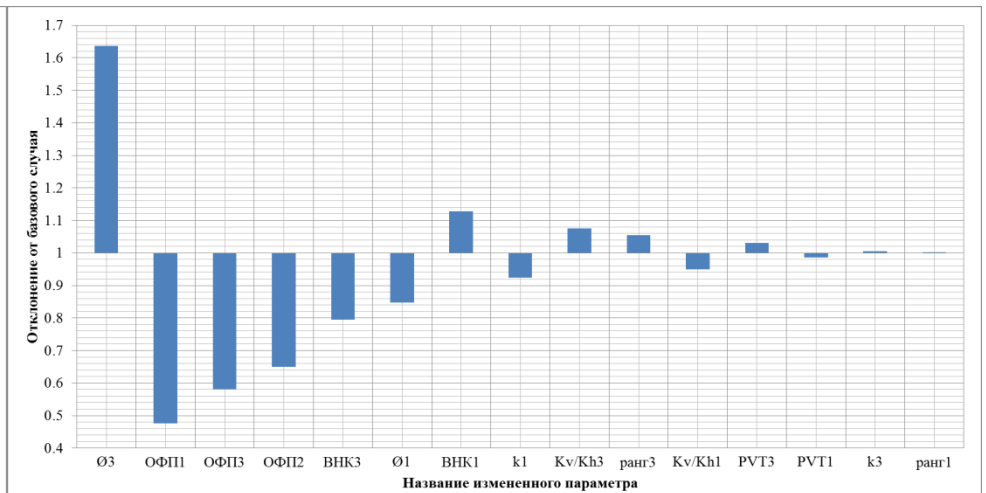
Данные параметры были выбраны, как наиболее часто используемые при анализе поведения модели и настройки на исторические данные [13]. После расчета гидродинамических моделей был выполнен анализ чувствительности геологических запасов, накопленной добычи, коэффициента извлечения нефти и чистого дисконтированного дохода. Результаты анализа представлены на рисунке 3.2.1.

Анализ чувствительности показал, что параметрами, наиболее влияющими на накопленные показатели, являются:

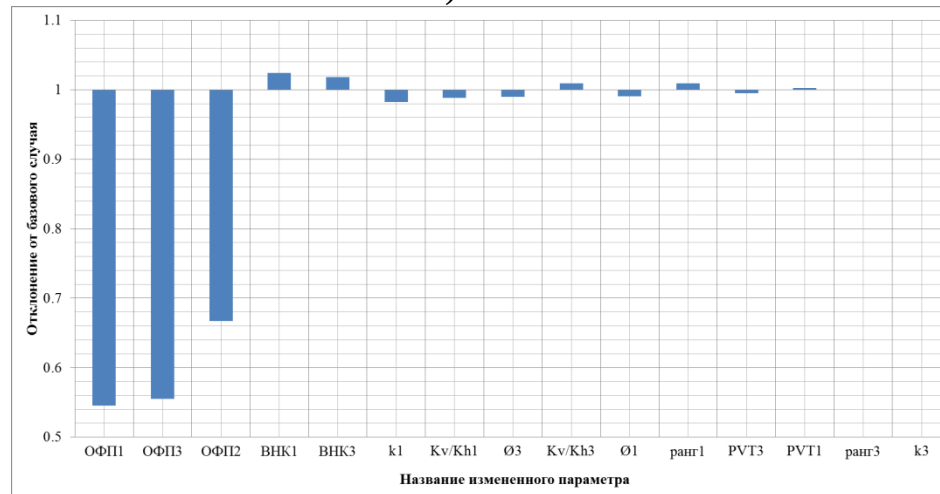
1. Пористость;
2. Проницаемость;
3. Относительные фазовые проницаемости;
4. Уровень водонефтяного контакта;
5. Анизотропия вертикальной проницаемости.



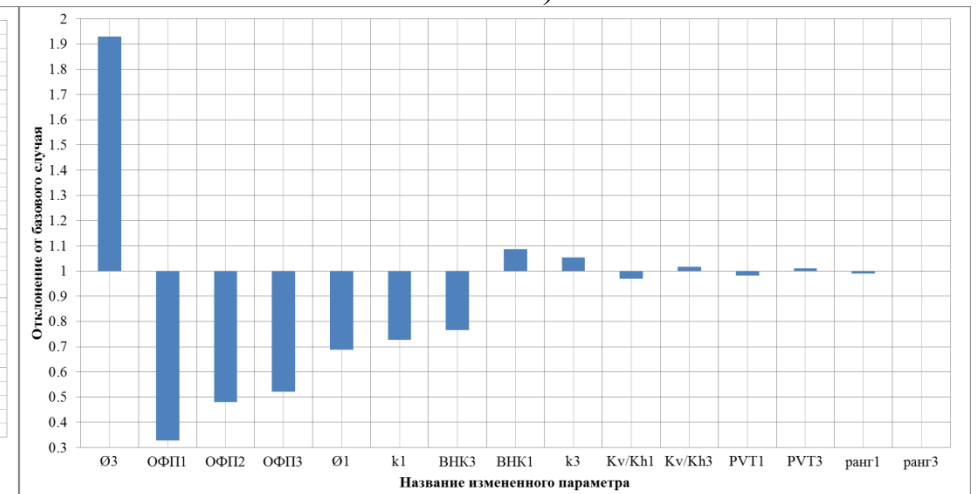
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.2.1 – Анализ чувствительности: а – начальные геологические запасы; б – накопленная добыча; в – КИН; г – ЧДД.

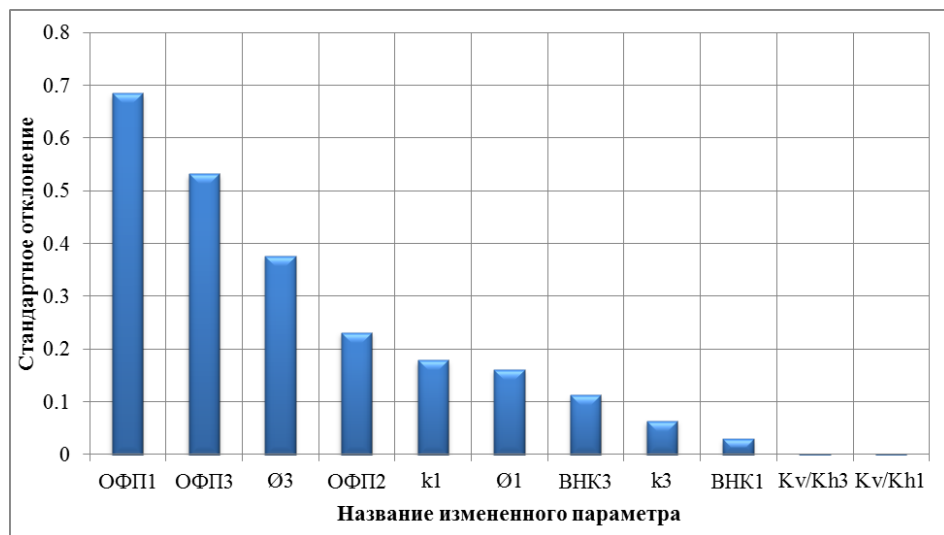
Далее, необходимо было определить, изменение каких параметров наиболее влияет на расхождение контрольных параметров гидродинамической модели с измененным входным параметром и гидродинамической модели с базовыми входными параметрами.

Для сравнения были выбраны следующие контрольные параметры:

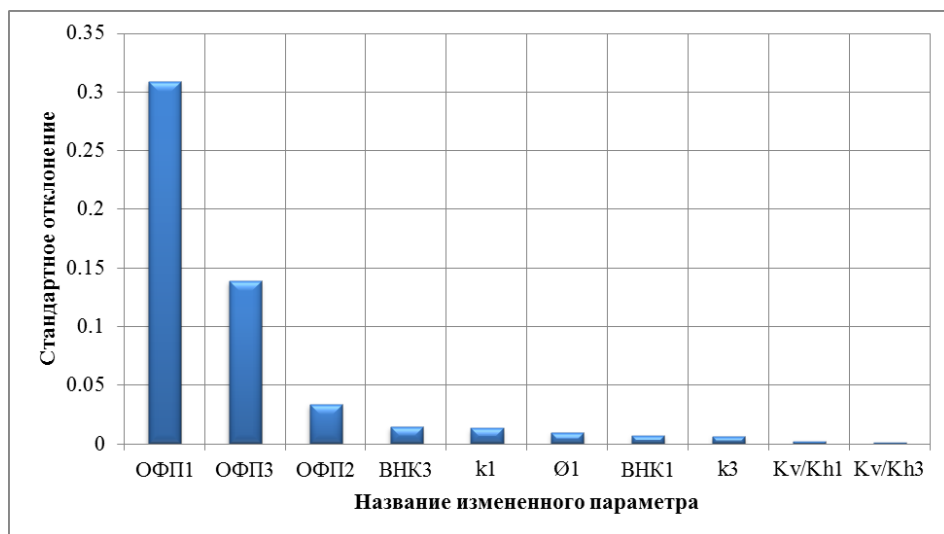
1. Кривая обводненности (FWCT);
2. Кривая пластового давления (FPR);
3. Кривая дебита по нефти (FOPR);
4. Кривая закачки воды (FWIR).

Сравнение осуществлялось, исходя из расчета среднеквадратичного отклонения между двумя кривыми (формула 2.1).

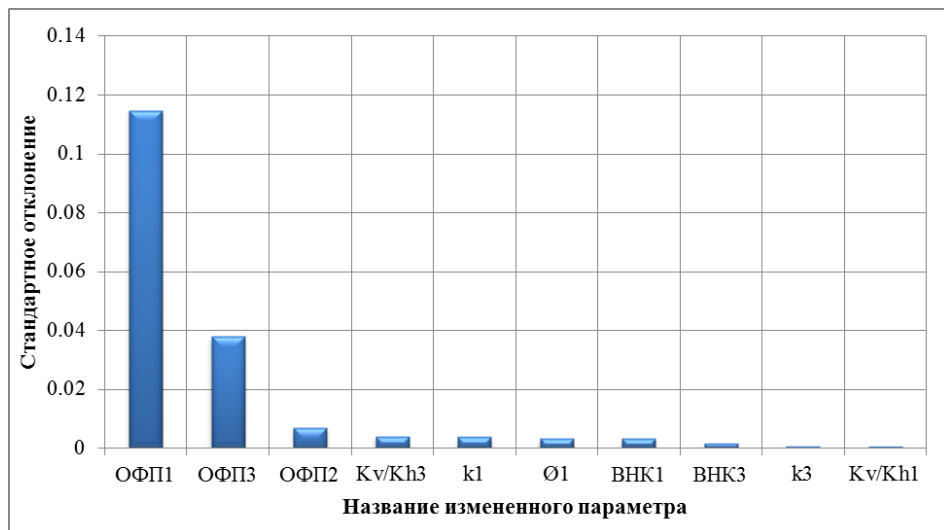
Результаты расчетов показали, что, в большинстве случаев, изменение относительных фазовых проницаемостей приводит к наибольшему расхождению между контрольными параметрами базовой модели и измененной модели. На расхождение кривых пластового давления наибольшее влияние оказывает изменение пористости и проницаемости, которые входят в состав в коэффициент пьезопроводности (рис. 3.2.2 – 3.2.5). Следовательно, при адаптации гидродинамической модели на исторические данные необходимо, в первую очередь, изменять относительные фазовые проницаемости для достижения лучшей сходимости результатов гидродинамической модели и фактических данных. Поровой объем, который является наиболее важным параметром при проведении адаптации, необходимо менять в крайнем случае, так как изменение порового объема ведет к изменению начальных геологических запасов.



а)



б)

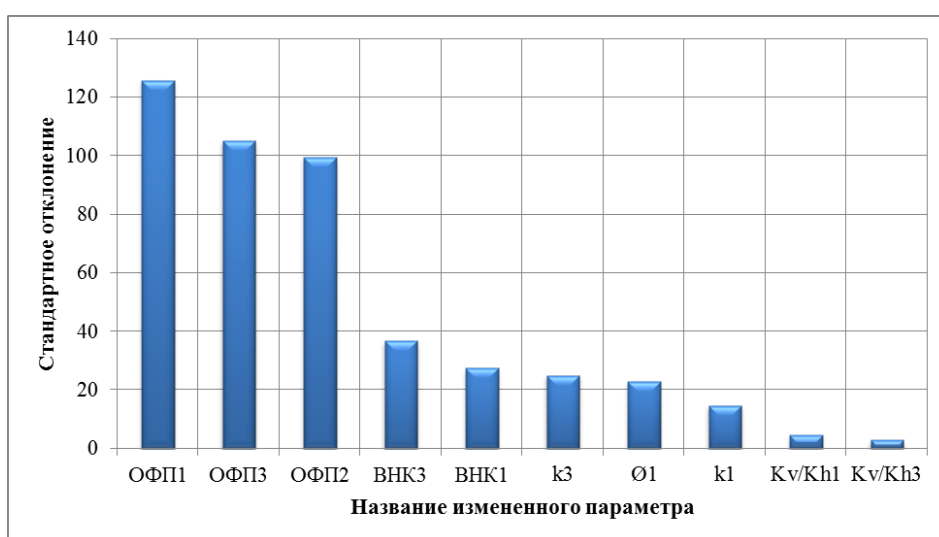


в)

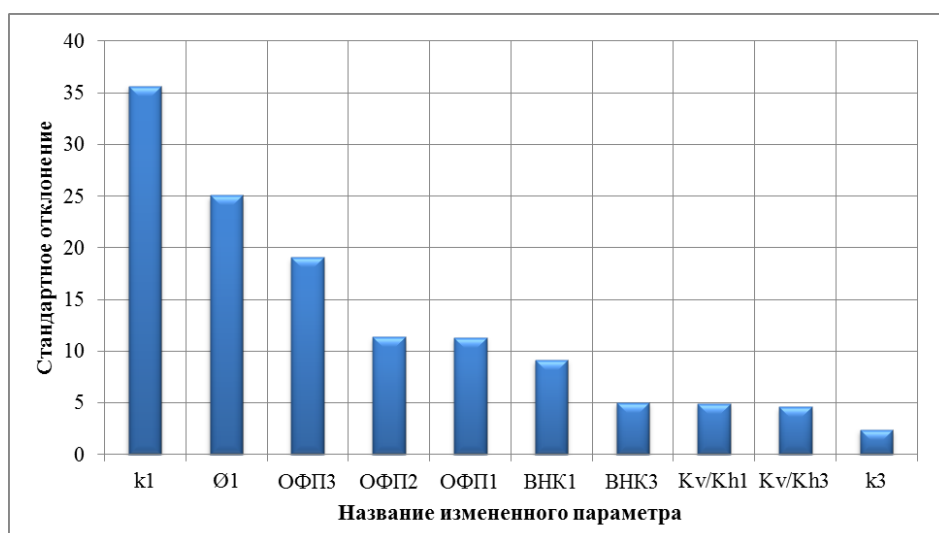
Рисунок 3.2.2 – Зависимость расхождения кривых обводненности от изменения входного параметра: а – 3 года; б – 10 лет разработки; в – 25 лет разработки.



а)

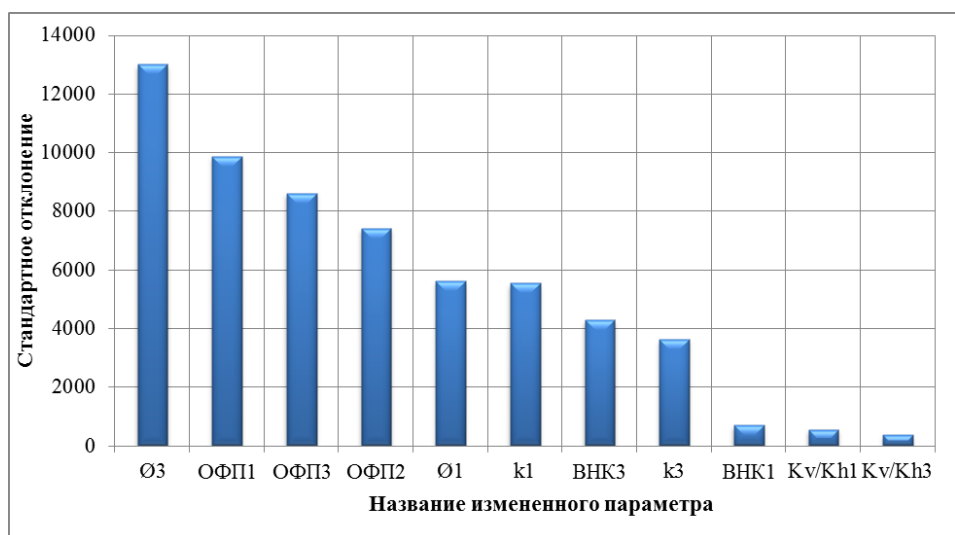


б)

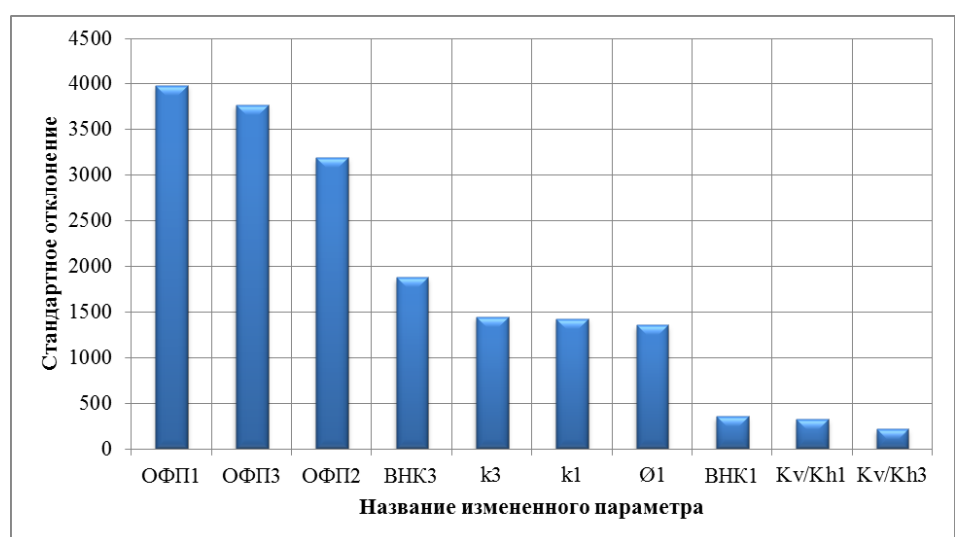


в)

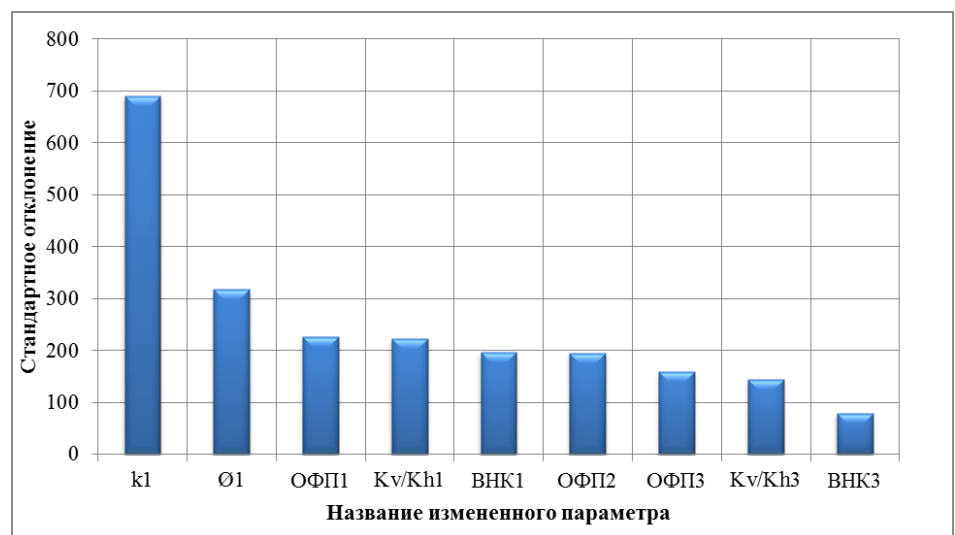
Рисунок 3.2.3 – Зависимость расхождения кривых дебита нефти от изменения входного параметра: а – 3 года; б – 10 лет разработки; в – 25 лет разработки.



а)

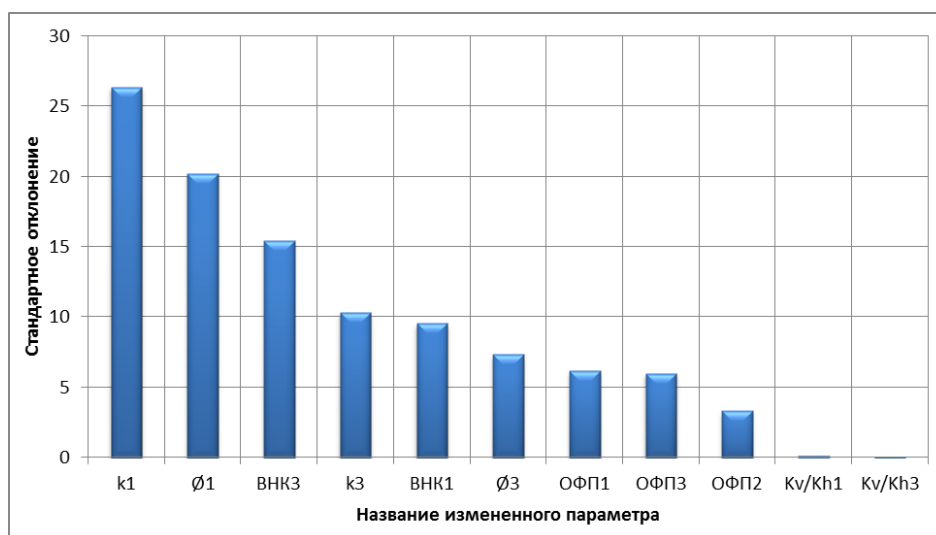


б)

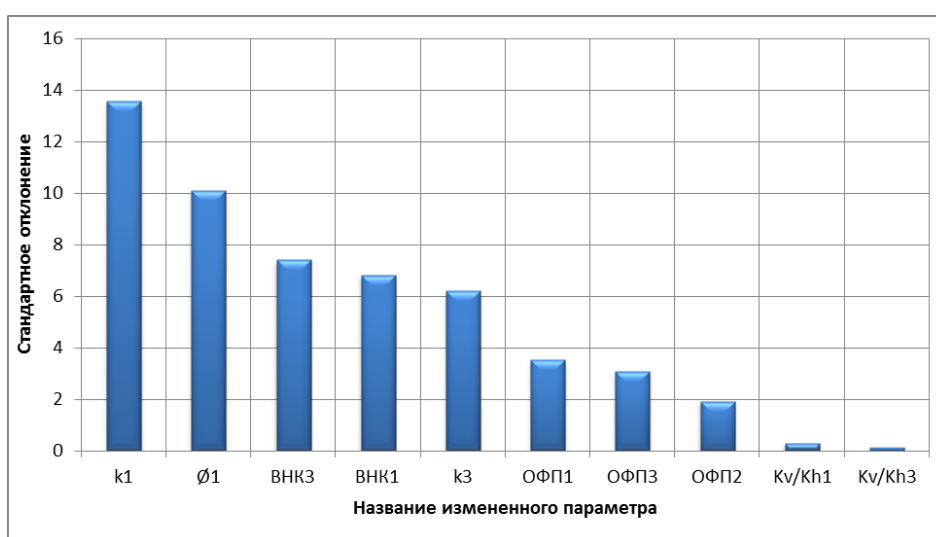


в)

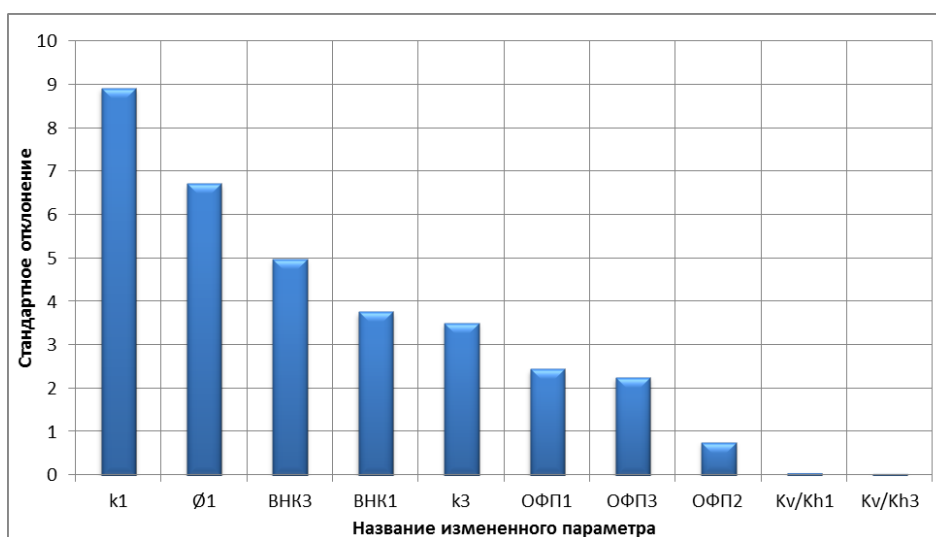
Рисунок 3.2.4 – Зависимость расхождения кривых закачки воды от изменения входного параметра: а – 3 года; б – 10 лет разработки; в – 25 лет разработки.



а)



б)



в)

Рисунок 3.2.5 – Зависимость расхождения кривых пластового давления от изменения входного параметра: а – 3 года; б – 10 лет разработки; в – 25 лет разработки.

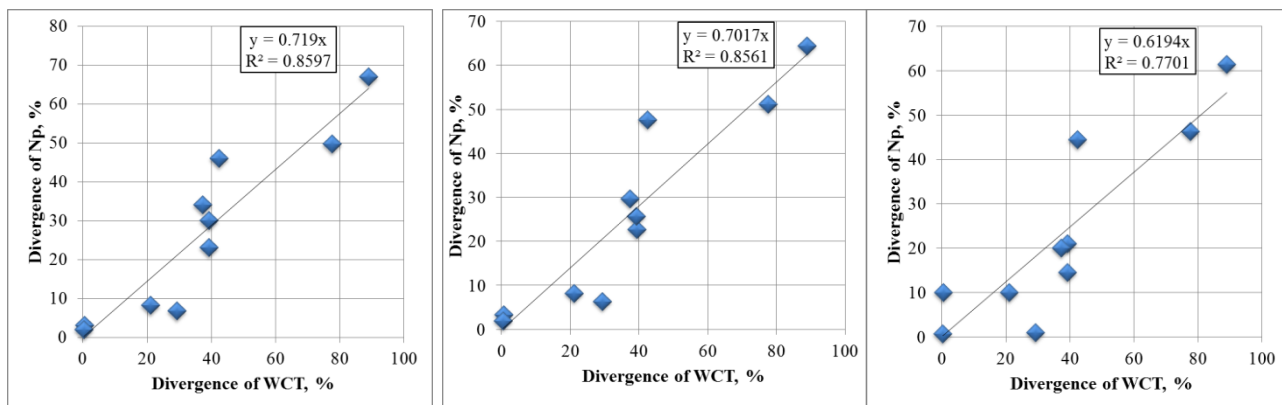
Как упоминалось ранее, вторым заданием данной работы является определение влияния расхождения между контрольными параметрами на накопленные показатели гидродинамической модели. В качестве накопленного показателя была взята накопленная добыча, являющаяся наиболее важным параметром при разработке нефтегазовых месторождений и определяющая коэффициент извлечения нефти. Сравнение накопленной добычи производилось через 3, 10, 25 лет с момента начала разработки, чтобы оценить изменение данного параметра в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе. Для того чтобы учесть степень влияния расхождения между контрольными параметрами на накопленную добычу расчет отклонения между двумя кривыми производился через 1, 2, 3 года с момента начала разработки.

Результаты анализа представлены на рисунках 3.2.6 – 3.2.17 (а – 3 года; б – 10 лет; в – 25 лет).

На большинстве кросс-плотов коэффициент корреляции данных составляет более 0,8, что говорит о надежности использования полученных уравнений.

Сравнение по годам показало, что параметром, наиболее влияющим на расхождение накопленной добычи, является пластовое давление. Следовательно, адаптации данного параметра необходимо уделить первостепенное внимание.

Что касается параметра, наименее влияющего на накопленную добычу, он меняется в зависимости от времени с момента начала разработки. Через 1 год с начала разработки этим параметром является обводненность; через 2 и 3 года – дебит закачки воды.

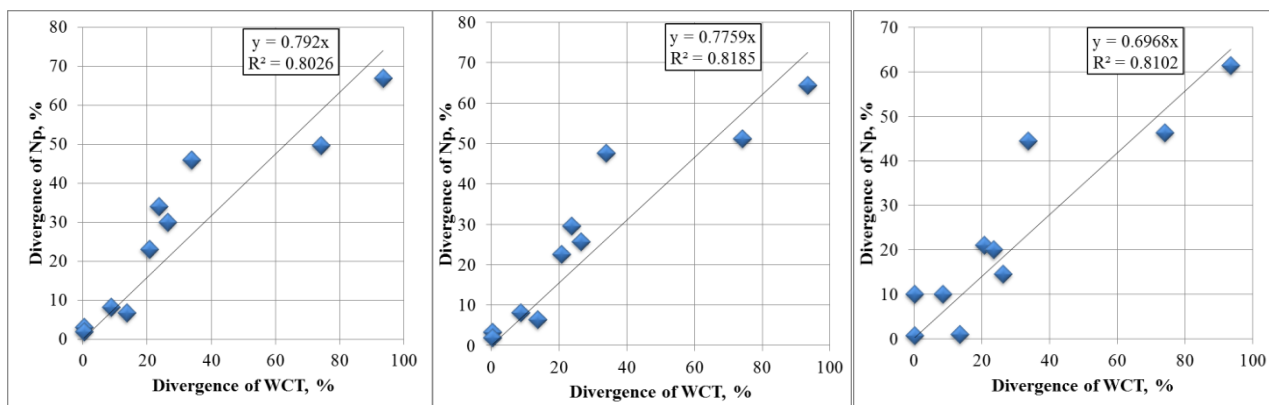


a)

б)

в)

Рисунок 3.2.6 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между обводненностью через 1 год с начала разработки

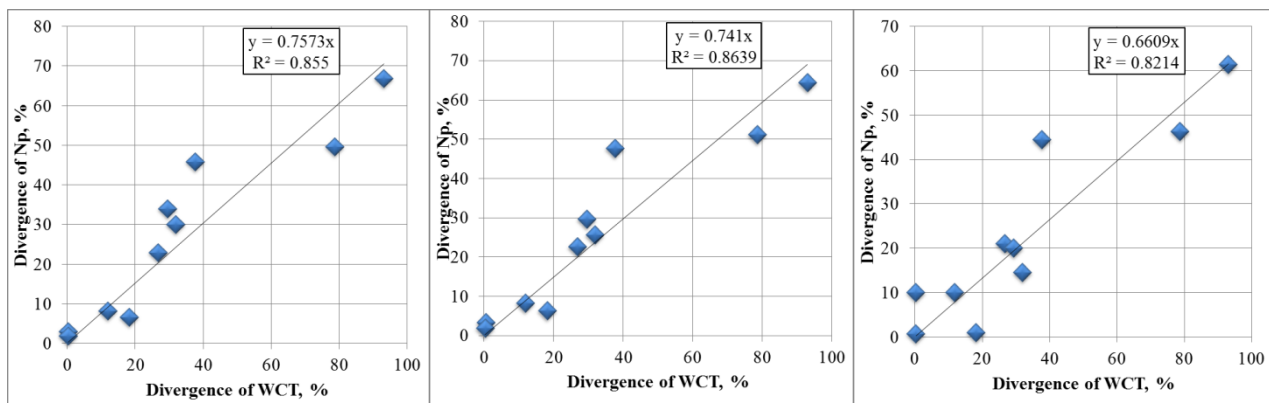


a)

б)

в)

Рисунок 3.2.7 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между обводненностью через 2 года с начала разработки

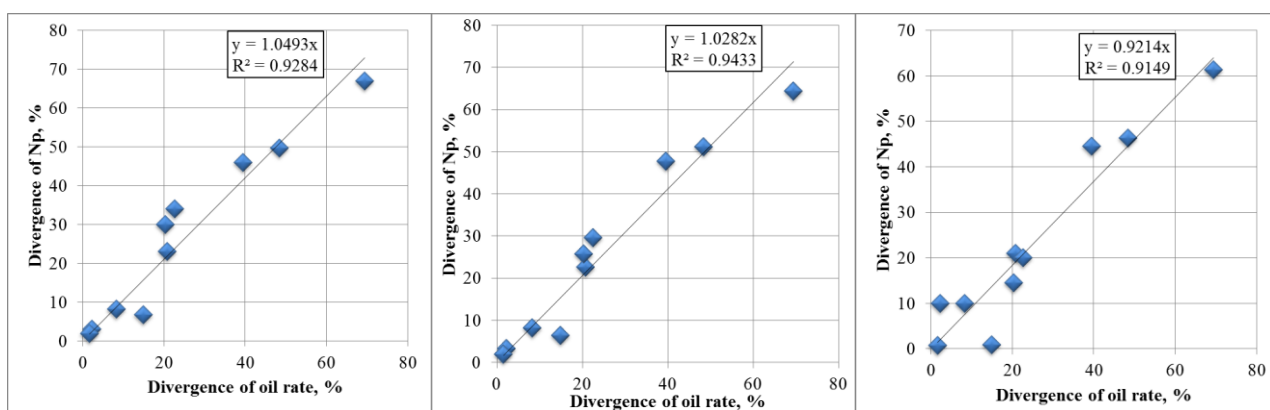


a)

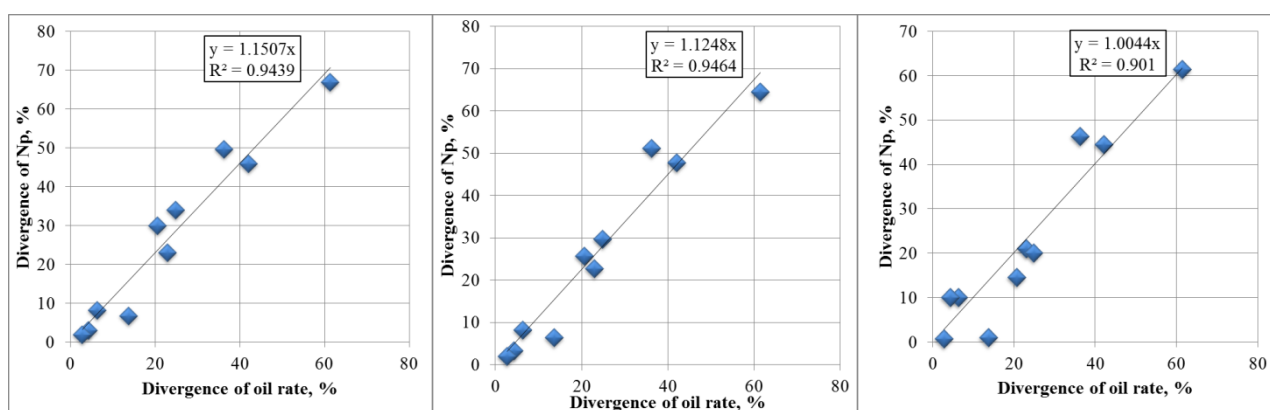
б)

в)

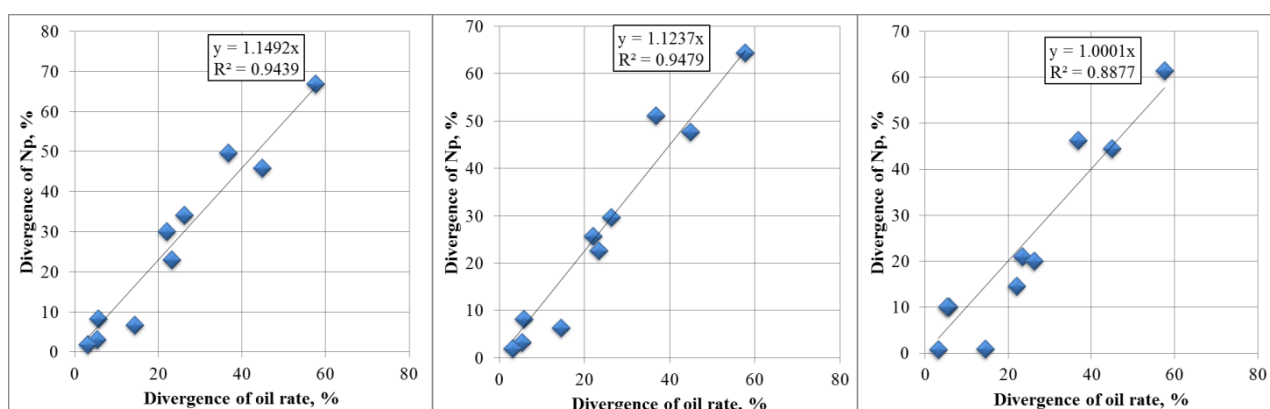
Рисунок 3.2.8 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между обводненностью через 3 года с начала разработки



а) б) в)
Рисунок 3.2.9 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми дебита по нефти через 1 год с начала разработки



а) б) в)
Рисунок 3.2.10 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми дебита по нефти через 2 года с начала разработки



а) б) в)
Рисунок 3.2.11 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми дебита по нефти через 3 года с начала разработки

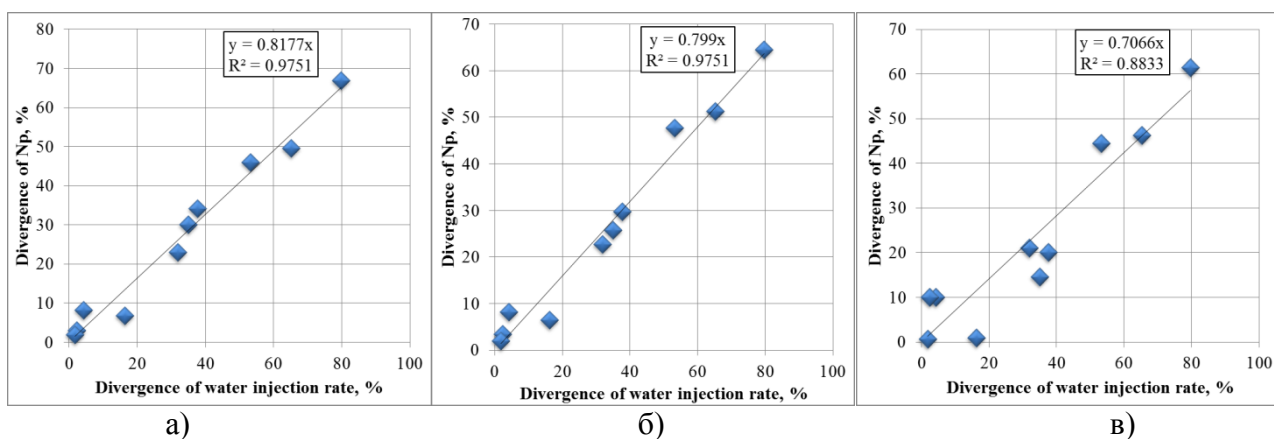


Рисунок 3.2.12 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми закачки через 1 год с начала разработки

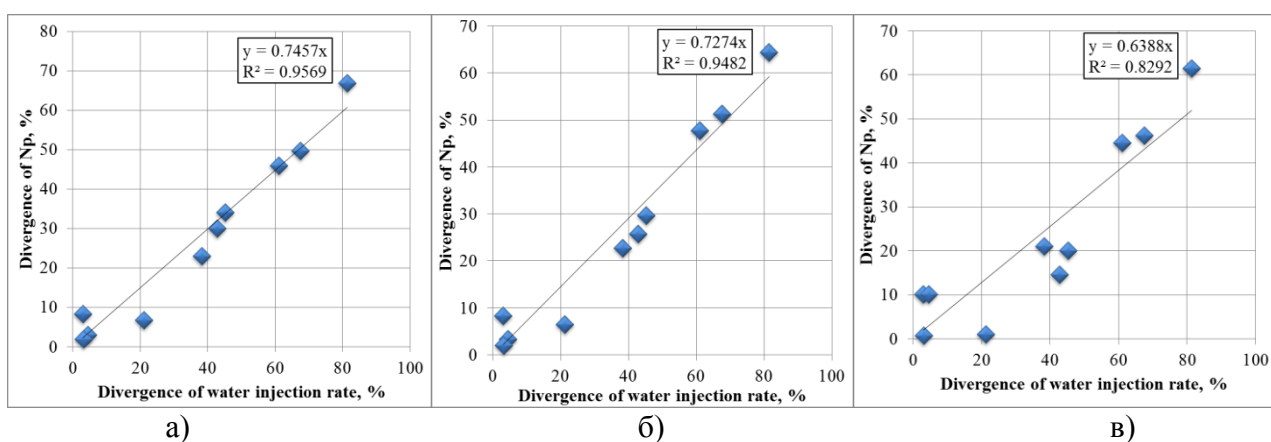


Рисунок 3.2.13 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми закачки через 2 года с начала разработки

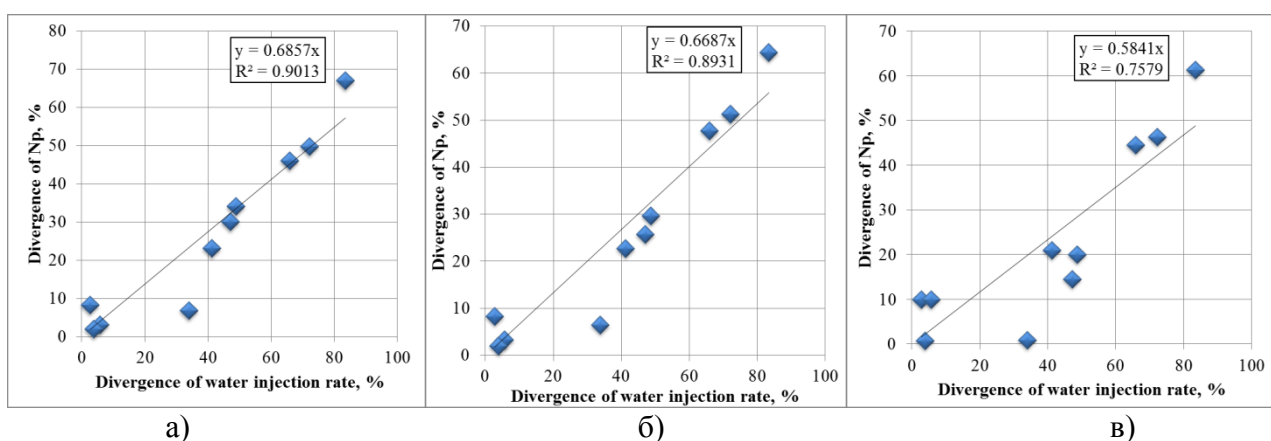


Рисунок 3.2.14 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми закачки через 3 года с начала разработки

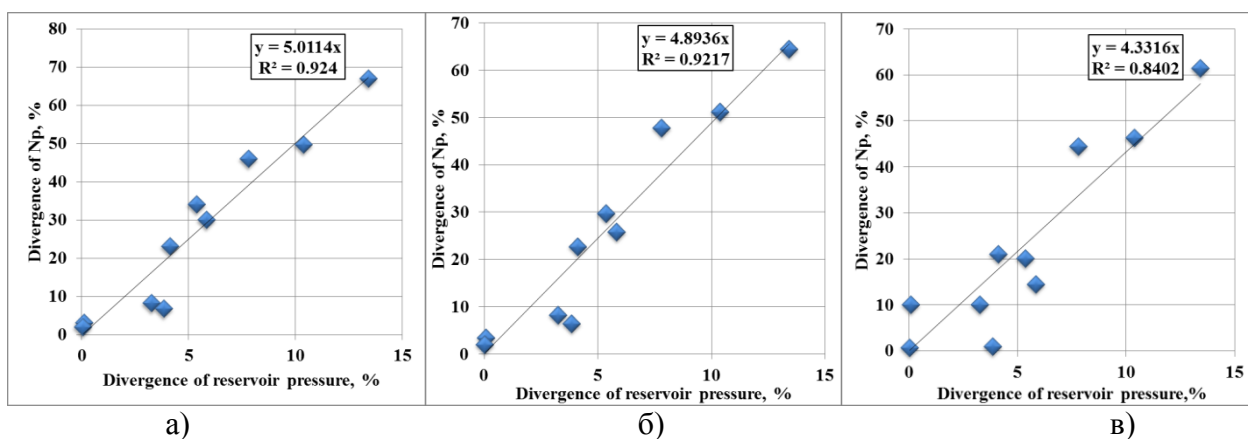


Рисунок 3.2.15 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми пластового давления через 1 год с начала разработки

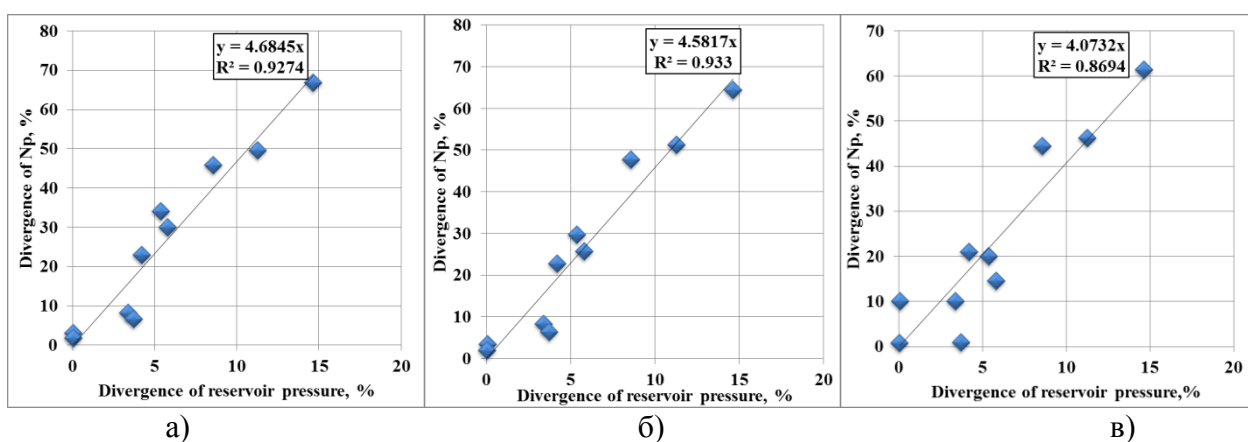


Рисунок 3.2.16 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми пластового давления через 2 года с начала разработки

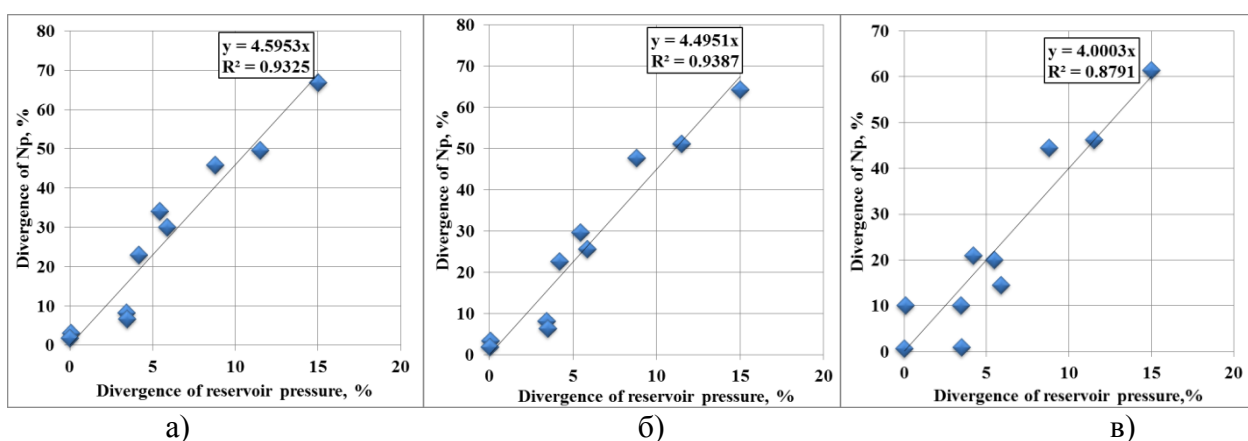


Рисунок 3.2.17 – Зависимость расхождения накопленной добычи от расхождения между кривыми пластового давления через 3 года с начала разработки

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Расчет ЧДД

Как упоминалось ранее, одним из методов выделения параметров неопределенностей, наиболее влияющих на контрольные параметры гидродинамической модели, является анализ чувствительности чистого дисконтированного дохода (ЧДД). В качестве примера будет описан процесс расчета ЧДД для гидродинамической модели, имеющей базовые входные параметры.

В качестве входных данных для экономического анализа были использованы следующие значения:

- Общий фонд скважин – 20;
- Количество добывающих скважин – 16;
- Количество нагнетательных скважин – 4;
- Цена на нефть – 40 \$₂₀₁₇/баррель;
- Инфляция - 3 %/год;
- Ставка дисконтирования – 15%;
- Стоимость бурения скважин – 24.37 тыс. руб/м проходки;
- Глубина бурения скважин – 2640 м;
- Операционные затраты – 260 тыс. руб/скв;
- Налоговый процент – 30 %.

1. Расчет общей выручки:

$$\text{Выручка} = \text{добыча нефти за год} * \text{цены на нефть, \$} \quad (5.1.1)$$

2. Расчет операционных затрат:

$$\text{Операционные затраты} = \text{количество скважин} * \text{операционные затраты одной скважины, \$} \quad (5.1.2)$$

3. Расчет капитальных затрат:

Капитальные затраты = количество скважин * стоимость бурения одной скважины * глубина, \$ (5.1.3)

4. Расчет бухгалтерской прибыли:

Бухгалтерская прибыль = выручка – операционные затраты – амортизационные отчисления, \$ (5.1.4)

5. Расчет налоговых отчислений:

Налоговые отчисления = налоговый процент * бухгалтерская прибыль, \$ (5.1.5)

6. Расчет потоков денежной наличности:

Потоки денежной наличности = выручка – капитальные затраты – операционные затраты – налоговые отчисления, \$ (5.1.6)

7. Расчет чистого дисконтированного дохода:

ЧДД = $\sum$ дисконтированный поток денежной наличности (5.1.7)

Результаты расчетов представлены в таблице 5.1.1 и на рисунке 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Расчет ЧДД

Дата	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	n	12	13	14
2017	100.0	14062968	40.0	562.519	0.087	21.446	21.446	5.361	557.07	167.121	373.865	0	1.000	373.865	373.865
2018	103.0	3497078	41.2	144.080	0.089		16.084	4.021	139.97	41.991	102.000	1	0.870	99.029	86.112
2019	106.1	2384632	42.4	101.194	0.092		12.063	3.016	98.087	29.426	71.676	2	0.756	67.562	51.086
2020	109.3	1847034	43.7	80.732	0.095		9.047	2.262	78.376	23.513	57.125	3	0.658	52.277	34.373
2021	112.6	1489113	45.0	67.040	0.098		6.786	1.696	65.246	19.574	47.369	4	0.572	42.087	24.063
2022	115.9	1275522	46.4	59.147	0.100		5.089	1.272	57.774	17.332	41.714	5	0.497	35.983	17.890
2023	119.4	1112859	47.8	53.152	0.103		3.817	0.954	52.095	15.628	37.421	6	0.432	31.339	13.549
2024	123.0	949068	49.2	46.689	0.107		2.863	0.716	45.867	13.760	32.823	7	0.376	26.688	10.033
2025	126.7	817238	50.7	41.410	0.110		2.147	0.537	40.764	12.229	29.071	8	0.327	22.949	7.502
2026	130.5	691599	52.2	36.095	0.113		1.610	0.403	35.580	10.674	25.308	9	0.284	19.397	5.514
2027	134.4	594809	53.8	31.975	0.116		1.208	0.302	31.557	9.467	22.391	10	0.247	16.661	4.118
2028	138.4	505886	55.4	28.011	0.120		0.906	0.226	27.664	8.299	19.591	11	0.215	14.153	3.042
2029	142.6	410379	57.0	23.404	0.124		0.679	0.170	23.111	6.933	16.347	12	0.187	11.466	2.143
2030	146.9	340527	58.7	20.003	0.127		0.509	0.127	19.748	5.925	13.951	13	0.163	9.500	1.544
2031	151.3	318991	60.5	19.300	0.131		0.382	0.096	19.073	5.722	13.447	14	0.141	8.890	1.256
2032	155.8	289548	62.3	18.044	0.135		0.287	0.072	17.838	5.351	12.558	15	0.123	8.060	0.991
2033	160.5	250375	64.2	16.071	0.139		0.215	0.054	15.878	4.764	11.169	16	0.107	6.960	0.744
2034	165.3	218005	66.1	14.413	0.143		0.161	0.040	14.230	4.269	10.001	17	0.093	6.051	0.562
2035	170.2	203211	68.1	13.838	0.148		0.121	0.030	13.660	4.098	9.592	18	0.081	5.635	0.455
2036	175.4	131847	70.1	9.248	0.152		0.091	0.023	9.073	2.722	6.374	19	0.070	3.635	0.255
2037	180.6	87042	72.2	6.288	0.157		0.068	0.017	6.115	1.834	4.297	20	0.061	2.379	0.145
2038	186.0	80544	74.4	5.993	0.161		0.051	0.013	5.819	1.746	4.086	21	0.053	2.197	0.117
2039	191.6	48941	76.6	3.751	0.166		0.038	0.010	3.575	1.073	2.512	22	0.046	1.311	0.061
2040	197.4	30550	78.9	2.412	0.171		0.029	0.007	2.233	0.670	1.571	23	0.040	0.796	0.032
2041	203.3	28927	81.3	2.352	0.176		0.022	0.005	2.171	0.651	1.525	24	0.035	0.750	0.026
2042	209.4	27870	83.8	2.334	0.181		0.016	0.004	2.149	0.645	1.508	25	0.030	0.720	0.022
2043	215.7	27565	86.3	2.378	0.187		0.012	0.003	2.188	0.656	1.535	26	0.026	0.712	0.019
2044	222.1	27021	88.9	2.401	0.193		0.009	0.009	2.199	0.660	1.549	27	0.023	0.697	0.016
														ЧДД	639.536

Примечание: 1 – индекс потребительских цен; 2 – Добыча нефти, баррель; 3 – Цена на нефть, \$/баррель (номинал); 4 – Выручка, 10^6 \$ (номинал); 5 – Операционные затраты, 10^6 \$ (номинал); 6 – Капитальные затраты, 10^6 \$ (номинал); 7 – Остаточная стоимость, 10^6 \$ (номинал); 8 – Амортизационные отчисления, 10^6 \$ (номинал); 9 – Бухгалтерская выручка, 10^6 \$ (номинал); 10 – Налоговые отчисления, 10^6 \$ (номинал); 11 – Поток денежной наличности, 10^6 \$ (номинал); 12 – Коэффициент дисконтирования; 13 – Поток денежной наличности, 10^6 \$ (текущий); 14 – Дисконтированный поток денежной наличности, 10^6 \$ (текущий).

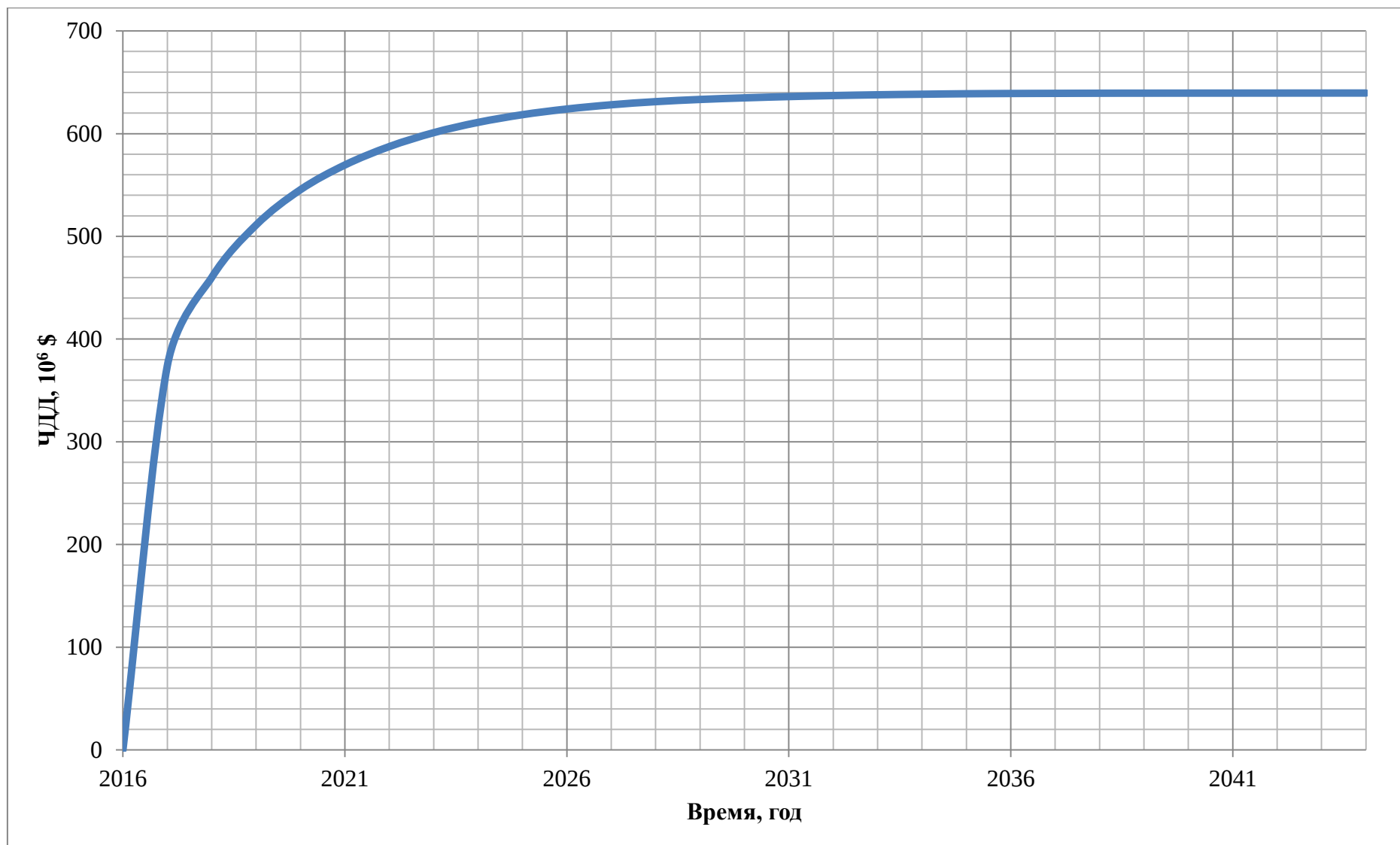


Рисунок 5.1.1 - График ЧДД

5.2 Расчет технико-экономических показателей

Большую часть капитальных затрат составляют затраты, связанные с бурением скважин.

В настоящее время, на большинстве месторождений практикуется бурение горизонтальных скважин, которые позволяют увеличить дебиты по нефти из-за большей области дренирования. В то же время, бурение горизонтальных скважин предпочтительно с экологической точки зрения, так уменьшается общее количество пробуренных скважин.

В данном разделе будет просчитан экономический эффект от бурения горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной.

Цикл бурения скважины можно разделить в зависимости от отведенных видов работ, процессов и операций. Распределение календарного времени в данном цикле называется баланс времени, который можно посчитать по формуле:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{б}} + T_{\text{спо}} + T_{\text{пром}} + T_{\text{пзр}} + T_{\text{креп}} + T_{\text{рем}} + T_{\text{проч}} \quad (5.2.1)$$

,где $T_{\text{пр}}$ – производственное время;

$T_{\text{спо}}$ - время для СПО;

$T_{\text{пзр}}$ - время на проведение подготовительно - заключительных работ;

$T_{\text{пром}}$ - время на промывку;

$T_{\text{б}}$ - время на бурение;

$T_{\text{рем}}$ – время, требуемое для планово - предупредительного ремонта;

$T_{\text{проч}}$ - прочие затраты времени;

$T_{\text{креп}}$ – время, необходимое для крепления обсадных колонн;

Зачастую бурение скважин сопровождается аварийными ситуациями, следовательно, общее календарное время на строительство скважины складывается из производственного времени, $T_{\text{пр}}$ и непроизводственного $T_{\text{непр}}$.

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{пр}} + T_{\text{непр}} \quad (5.2.2)$$

Обычно, производственное время составляет 96 % от общего времени, необходимо для бурения скважины.

Непроизводственное время складывается из двух составляющих: время, которое было потрачено на ликвидацию аварий ($T_{\text{авар}}$), и время, затраченное из-за простоев по организационной причине ($T_{\text{п}}$):

$$T_{\text{непр}} = T_{\text{авар}} + T_{\text{п}} \quad (5.2.3)$$

В таблице 5.2.1 приведена сравнительная характеристика времени, необходимого для бурения наклонно-направленной и горизонтальной скважин.

Таблица 5.2.1 – Сравнительная характеристика времени на бурение

Трудоемкость работ	Бурение наклонно-направленной скважины, час	Бурение горизонтальной скважины, час
Бурение	98	149
Спуско-подъемные операции	32	64
Промывка скважины	10	27
ПЗР	12	46
Крепление скважины	59	59
Выброс инструмента	17	31
Прочие затраты времени	16	38
Производительное время	244	414
Общее календарное время	253.8	430.6

Принимая стоимость одного часа работы буровой бригады, равный $C_{1\text{час}} = 8500$ руб можно рассчитать стоимость каждого вида работ (табл. 5.2.2)

Таблица 5.2.2 – Стоимость затрат по видам работ

Показатели	Наклонно-направленная скважина	Горизонтальная скважина
$C_{1\text{час}}$, руб	8500	8500
ΣH , м	2545	2670
V_k , м/ст.мес.	3817.5	3917.5
V_m , м/час	16.8	32.74
V_p , м/час	10.25	12.9
Стоимость бурения, руб	795400	1213600
Стоимость СПО, руб	254200	541200
Стоимость промывки, руб	73800	213200
Стоимость ПЗР, руб	82000	369000
Стоимость крепления, руб	792000	475600
Стоимость выброса инструмента, руб	188600	262400
Стоимость прочего, руб	123000	319800
Стоимость производительного времени, руб	2 009 000	3 394 800
Стоимость общего времени, руб	2 089 360	3 530 920

При вскрытии продуктивного интервала необходимо сменить буровой раствор, чтобы снизить загрязнение призабойной зоны пласта. Для этих целей используется солевой биополимерный буровой раствор объемом $V_{\text{сбрк}} = 73.34 \text{ м}^3$. 1 м^3 бурового раствора стоит 9500 руб/ м^3 .

Следовательно, общая стоимость использования данного бурового раствора составляет:

$$C_{\text{сбрк}} = 73,34 \text{ м}^3 * 9500 \text{ руб/м}^3 = 696730 \text{ руб.}$$

Разница стоимости бурения горизонтальной скважины по сравнению с наклонно-направленной вычисляется по формуле:

$$Д.З. = З^{\text{г.с.}} - З^{\text{н.н.}}, \quad (5.2.4)$$

, где Д.З. – дополнительные затраты;

$З^{\text{г.с.}}$ – стоимость бурения горизонтальной скважины, руб;

$З^{\text{н.н.}}$ – стоимость бурения наклонно-направленной скважины, руб.

$$Д.З. = 3530920 - 2089360 = 1\,441\,560 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от бурения горизонтальной скважины заключается в получении увеличенного дебита, если сравнивать с наклонно-направленной скважиной.

Прирост дебита по нефти одной скважины равняется:

$$Q_{\text{н}}^{\text{доп}} = Q_{\text{н}}^{\text{г.с.}} - Q_{\text{н}}^{\text{н.н.}} \quad (5.2.5)$$

, где $Q_{\text{н}}^{\text{г.с.}}$ – дебит горизонтальной скважины, т/сут.;

$Q_{\text{н}}^{\text{н.н.}}$ – дебит наклонно-направленной скважины, т/сут.

$$Q_{\text{н}}^{\text{доп}} = 91.5 - 18.3 = 73.2 \text{ т/сут.}$$

Экономический эффект от работы одной скважины в год составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{к.эф.}} = (Q_{\text{н}}^{\text{доп}} * N_{\text{дней}} * C_{1\text{т.н.}} - Д.З. - Q_{\text{н}}^{\text{доп}} * N_{\text{доб.неф.}} * N_{\text{дней}}) * N_{\text{скв}} \quad (5.2.6)$$

, где $Q_{\text{н}}^{\text{доп}} = 73.2 \text{ т/сут.}$ – прирост добычи нефти с одной скважины;

$N_{\text{дней}} = 330 \text{ сут}$ – количество дней (суток) работы скважины в году;

$C_{1\text{т.н.}} = 14000 \text{ руб}$ – стоимость одной тонны нефти;

$N_{\text{доб.неф.}} = 20\%$ – налог на добычу одной тонны нефти;

$N_{\text{скв}}$ – количество горизонтальных скважин.

$$\mathcal{E}_{\text{к.эф.}} = (73.2 * 330 * 14000 - 1441560 - 73.2 * 8000 * 330) = 143 \text{ млн. руб.}$$

Следующим шагом необходимо определить нормативную продолжительность строительства скважин.

Для расчёта затрат времени в нормативной карте используются:

- геологическая, техническая и технологическая части проекта;
- норматив времени на проходку 1 метра и норматив проходки на долото;
- справочное пособие для нормирования СПО, дополнительных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, необходимых для крепления и цементировки скважин.

Общее нормативное время для механического бурения по отдельным нормативным пачкам составляет:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час} \quad (5.2.6)$$

, где: $T_{Б1}$ – норматив времени, требуемый для бурения одного метра, час;
 h – величина нормативной пачки, метр.

Для расчёта нормативного времени на СПО сначала определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний для каждой нормативной пачки с помощью вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (5.2.8)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (5.2.9)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (5.2.10)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (5.2.11)$$

, где: $N_{СП}$ – количество спускаемых свечей;

$N_{ПОД}$ – количество поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ – время спуска свечей, час;

$T_{ПОД}$ – время подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час

Нормативное время для выполнения остальных операций рассчитывается исходя из объема этих работ.

Время, необходимое для бурения одной скважины, имеющей глубину 2545 метров, составляет 6,3 суток (механического бурения), время СПО составляет 4,4 суток.

Длительность испытания скважины вычисляется исходя из принятого метода испытания, а также количества испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые в процессе испытания скважин. Время, требуемое для испытания скважины, составляет 7.8 суток.

Суммарная продолжительность бурения и крепления скважины составляет 20 суток.

Определив продолжительность цикла строительства скважины необходимо рассчитать скорости:

1. Механическая скорость бурения:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м/час} \quad (5.2.12)$$

,где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{2545}{151.2} = 16.8 \text{ м/час.}$$

2. Рейсовая скорость бурения:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ПВР}})}, \text{ м/час} \quad (5.2.13)$$

,где: $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час;

$t_{\text{ПВР}}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P = \frac{2545}{(151.2 + 52.45 + 45.10)} = 10.25 \text{ м/час}$$

3. Коммерческая скорость:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K}, \text{ м/ст. мес} \quad (5.2.14)$$

,где: T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{2545 \cdot 720}{480} = 3817.5 \text{ м/ст.мес}$$

4. Цикловая скорость:

$$V_{\text{Ц}} = \frac{H \cdot 720}{T_{\text{Ц}}}, \text{ м/ст. мес} \quad (5.2.15)$$

,где: $T_{\text{Ц}}$ – время цикла строительства скважины, час;

$$V_{\text{Ц}} = \frac{2545 \cdot 720}{564.47} = 3246.2 \text{ м/ст.мес}$$

5. Техническая скорость:

$$V_{\text{Т}} = \frac{H \cdot 720}{T_{\text{Т}}}, \text{ м/ст. мес} \quad (5.2.16)$$

,где: $T_{\text{Т}}$ – производительное время бурения, час;

$$V_{\text{Т}} = \frac{2545 \cdot 720}{480} = 3817.5 \text{ м/ст. мес}$$

Для определения экономического эффекта за год необходимо сопоставить сравниваемые варианты новой и базовой техники, которая будет использоваться при строительстве скважин.

Для начала необходимо определить экономический эффект при бурении одной скважины от применения химреагента КМЦ марки Габроил вместо КМЦ.

$$\mathcal{E}_{\text{ВР}} = \frac{2 \cdot 20}{100 + 2} = 0.39 \text{ сут}$$

Стоимость тонны, необходимой при бурении одной скважины химреагента $\text{Ц}_{\text{С}} = 44153$ руб, а $\text{Ц}_{\text{Н}} = 58464$ руб

В таком случае, $\mathcal{Z}_{\text{ЕД}} = (58464 \cdot 0.7 - 1.2 \cdot 44153) = -12059$ руб.

$$\mathcal{E}_{\text{СКВ}} = (137232 \cdot 0.39 + 0.15 \cdot 12059) = 55329 \text{ руб.}$$

Расчет экономического эффекта для бурения одной скважины в случае применения химреагента сайпан вместо гипана.

$$\Delta \Pi = 2\%$$

$$\mathcal{E}_{\text{ВР}} = \frac{2 \cdot 20}{100 + 2} = 0.39$$

Стоимость тонны химреагента, необходимого при бурении одной скважины $\text{Ц}_{\text{С}} = 127\,329$ руб, а $\text{Ц}_{\text{Н}} = 139\,059$ руб.

В таком случае, $Z_{\text{ЕД}} = (127329 * 0.7 - 1.2 * 139059) = -77741$ руб.

$Z_{\text{СКВ}} = (137232 * 0,39 + 0,15 * 139059) = 74379$ руб.

Таблица 5.2.3 – Сравнительная таблица экономической эффективности бурового раствора

№	Показатель	Ед. изм.	Бентонит	Бентонит «ЛЮКС»
1	Интервал бурения	м	967-2545	
2	Средняя механическая скорость	м/час	12.865	15.295
3	Время на 1 СПО	м	5.6	5.6
4	ПЗР на 1 СПО	час	0.75	0.75
5	Проходка общая	м	1369	1369
6	Время механического бурения	час	106.41	89.51
7	Проходка на долото	м	151	946
8	Количество долот	шт	1	1
9	Средняя стоимость, тонн	руб	554329	74379
10	Количество СПО	опер	3	1
11	Стоимость одного часа работы буровой бригады	руб	8500	8500
12	Экономия времени за счет сокращения СПО	час		12.7
13	Экономия времени за счет скорости	час		16.91
14	Итого сокращения времени бурения	час		29.61
15	Экономический эффект за счет времени	руб		232802
16	Экономия денежных средств	руб		-51061.20
17	Всего экономический эффект	руб		181740.8

Итого, суммарный экономический эффект при внедрении нового бурового раствора и вскрытия продуктивного пласта с горизонтальным участком составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{эф.общ}} = 143.4 + 181740.8 = 143.59 \text{ млн. руб.}$$

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основной массив данных, требуемых для построения геологических и гидродинамических моделей, получают при проведении следующих операций:

- сейсмические исследования;
- геофизические исследования скважин;
- лабораторные исследования керна и пластового флюида.

В данном разделе будут описаны основные меры, направленные на создание благоприятных условий для работы рабочего персонала и минимизацию воздействия на окружающую среду при выполнении вышеназванных операций.

6.1 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды

Рассматривая условия проведения сейсмических, геофизических и лабораторных исследований можно выделить следующие опасные производственные факторы:

- метеорологические условия;
- воздействие на организм вредных веществ (пары нефти, выбросы от дорожной техники);
- травматизм;
- повышенная взрывоопасность проводимых работ.

Большинство месторождений Российской Федерации расположено в северных частях, которые характеризуются пониженными температурами атмосферного воздуха. В основном, проведение сейсмических исследований осуществляется в зимний период времени, что связано с заболоченностью северных территорий. Во время работы на открытом воздухе в зимнее время рабочий персонал подвергается воздействию низких температур и сильному

ветру со снеговыми осадками. Возникает риск переохлаждения организма, приводящий к уменьшению подвижности конечностей в результате интенсивной теплоотдачи организма. Это, в свою очередь, ведет к увеличению риска травматизма. Исследования, проведенные Хусаиновой Р. Г., показали, что число несчастных случаев в холодный период времени увеличилось почти в 2 раза выше среднегодового уровня [15] (рис. 6.1.1).

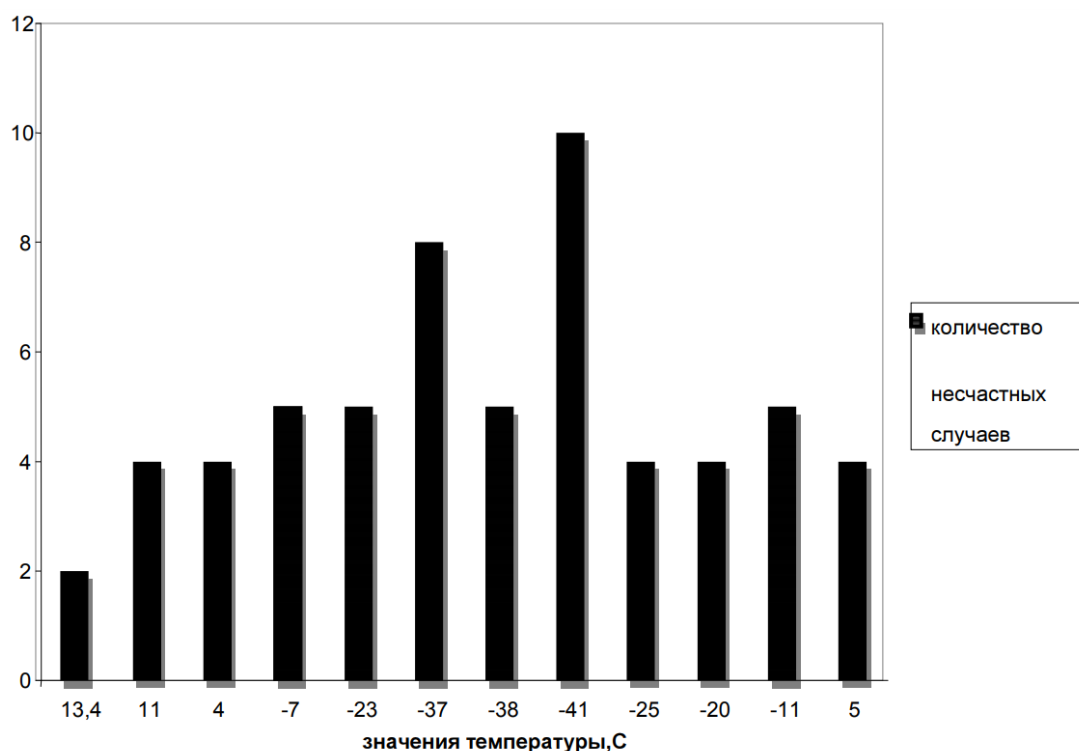


Рисунок 6.1.1 – Диаграмма зависимости случаев травматизма от температуры воздуха

В связи с этим все работы, проводимые на открытом воздухе должны выполняться согласно МР 2.2.7.2129-06. 2.2.7 [16]. Основными положениями данного документа являются:

- во избежание переохлаждения не рекомендуется находиться на открытом воздухе во время перерывов;
- при температуре ниже -40°C следует необходимо использовать средства для защиты лица и верхних дыхательных путей;

- по возможности рекомендуется избегать передвижения на автотранспорте на дальние расстояния при пониженной температуре воздуха без сопровождения другого автомобиля;
- при силе ветра более 12 м/с следует прекратить любые работы на высоте.

Также данный документ регламентирует продолжительность работы на открытом воздухе в зависимости от температуры окружающей среды (табл. 6.1.1).

Таблица 6.1.1 – Рекомендуемый режим работ на открытой территории

Температура воздуха, С	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание: а – максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; б – число 10-минутных перерывов для обогрева за 4 часовой период рабочей смены.

При проведении лабораторных исследований пластового флюида рабочий персонал подвергается воздействию паров нефти. Пары нефти при определенной концентрации могут вызвать отравления и заболевания. В связи с этим помещение лаборатории должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требований» [17].

6.2 Охрана окружающей среды

При проведении сейсморазведочных работ основными источниками воздействия на окружающую среду являются:

- прокладка сейсмических профилей, локальное изменение почвенного покрова;
- загрязнение литосферы бытовыми отходами;
- локальное взмучивание поверхностных водоемов;
- беспокойство животных вследствие шумовых и вибрационных эффектов;
- загрязнение атмосферы в результате выбросов от дорожной техники.

Для минимизации воздействия на окружающую среду все работы будут выполняться при строгом соблюдении закона РФ «Об охране окружающей среды», кодекса РФ «О земле», Водного кодекса РФ, закона РФ «О недрах» и др.

Также для снижения воздействия необходимо использовать дорожную и специальную технику, имеющую минимальное удельное давление ходовой части на подстилающий грунт.

Что касается геофизических работ, основными методами снижения воздействия на грунтовые воды являются:

- предотвращение открытого фонтанирования;
- предотвращение поглощения промывочной жидкости;
- предотвращение обвалов стенок скважин;
- изоляция межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

6.3 Техника безопасности при проведении сейсморазведочных и геофизических работ

Проведение данных работ должно осуществляться согласно правилам безопасности при геологоразведочных работах ПБ 09-37-93 [18]. К основным правилам относятся:

- при проведении взрывных работ обслуживающий персонал и сейсмическая станция должны находиться за пределами опасной зоны;
- запрещается работать с сейсмокосою и сейсмоприемниками без разрешения взрывника в пределах опасной зоны;
- всё оборудование, предназначенное для выполнения сейсморазведочных работ, должно быть расположено таким образом, чтобы продукты взрыва относились в другую сторону от обслуживающего персонала;
- запрещается буксировка сейсмокосы без сигнала оператора, который несет ответственность за смотку-размотку кос;
- рабочее место лебедчика смоточной машины должно быть отделено от лебедочного отсека перегородкой из небьющегося стекла;
- все процедуры, связанные с сейсмической косою (очистка, осмотр, ремонт, освобождение от петель и зацепов), следует выполнять только после остановки транспортного средства, разматывающего (сматывающего) или буксирующего сейсмическую косу.

Проведение геофизических исследований также выполняется согласно следующим правилам:

- геофизические исследования скважин должны осуществляться в присутствии «Заказчика» под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия;
- геофизические работы разрешается проводить только в подготовленных скважинах. Подготовка скважины предполагает безопасную

эксплуатацию наземного геофизического оборудования и свободный спуск и подъем каротажных приборов;

- Противовыбросовое оборудование должно быть исправно для возможного использования в период проведения геофизических работ;
- Проведение геофизических работ должно быть остановлено в случае если:
 - отмечается сильное поглощение бурового раствора;
 - возникают затяжки кабеля, неоднократные остановки скважинного прибора;
 - отмечается ухудшение метеорологических условий;
- В случае возникновения аварийных ситуаций (пожар, выброс) обслуживающий персонал геофизического подразделения должен немедленно эвакуироваться в безопасное место.

6.4 Расчет выбросов загрязняющих веществ от автомобильного транспорта

Данный расчет выполнен согласно «Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом), 1998 г. - далее Методика [19].

Так как все автомобили оборудованы дизельными двигателями расчет выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) выполняется для следующих ЗВ: оксид углерода CO, углеводороды CH, оксид азота NO_x, твердые частицы С и диоксид серы SO₂.

Периоды года (холодный, переходный, теплый) были определены по величине среднемесячной температуры.

Исходная информация:

Количество легковых автомобилей, N_k	20
Количество грузовых автомобилей, N_k	3
Среднее за расчетный период количество автомобилей k -й группы, выезжающих в течение дня со стоянки:	
легковые автомобили, $N_{кв}$	14
грузовые автомобили, $N_{кв}$	1
Пробег автомобиля от ближайшего к выезду места стоянки до выезда со стоянки, $L_{1Б}$..	
	10 м
Пробег автомобиля от наиболее удаленного от выезду места стоянки до выезда со стоянки, $L_{1Д}$	
	200 м
Пробег автомобиля от ближайшего к въезду места стоянки до въезда на стоянку, $L_{2Б}$	
	10 м
Пробег автомобиля от наиболее удаленного от въезда места стоянки до въезда на стоянку, $L_{2Д}$..	
	200 м
Количество периодов: холодный.....	
	5
переходный.....	
	2
теплый.....	
	5
Время прогрева двигателя: легковой автомобиль, $t_{пр1}$	
	3 мин
(Методика, табл. 2.20)	
грузовой автомобиль, $t_{пр2}$	
	4 мин
(Методика, табл. 2.20)	
Количество дней работы в расчетном периоде, D_p :	
легковые автомобили - теплый.....	
	150
переходный.....	
	60
холодный.....	
	150
грузовые автомобили - теплый.....	
	75
переходный.....	
	30

Расчетные формулы:

6.4.1 Выброс i -го вещества одним автомобилем k -й группы в день при выезде с территории или помещения стоянки и возврате:

$$M_{1ik} = m_{\text{прик}} * t_{\text{пр}} + m_{\text{Lik}} * L_1 + m_{\text{xxik}} * t_{\text{xx1}}, \text{ г.} \quad (6.4.1.1)$$

$$M_{2ik} = m_{\text{Lik}} * L_2 + m_{\text{xxik}} * t_{\text{xx2}}, \text{ г.} \quad (6.4.1.2)$$

где: $m_{\text{прик}}$ - удельный выброс i -го вещества при прогреве двигателя автомобиля k -й группы;

m_{Lik} - пробеговой выброс i -го вещества автомобилем k -й группы, г/км;

m_{xxik} - удельный выброс i -го вещества при работе двигателя автомобиля k -й группы на холостом ходу, г/мин;

L_1, L_2 - пробег автомобиля по территории стоянки, км $L_1 = \frac{L_{1Б} + L_{1Д}}{2}$, $L_2 = \frac{L_{2Б} + L_{2Д}}{2}$;

$t_{\text{xx1}}, t_{\text{xx2}}$ - время работы двигателя на холостом ходу при выезде (возврате) на территорию или в помещение стоянки, $t_{\text{xx1}} = t_{\text{xx2}} = 1$ мин, (Методика).

Значения $m_{\text{прик}}$, m_{Lik} и m_{xxik} для различных типов автомобилей были определены исходя из таблиц 2.4 - 2.9 Методики.

Результаты расчетов для легковых автомобилей отдельно для каждого периода приведены в табл. 6.4.1 – 6.4.3

Результаты расчетов для легковых автомобилей отдельно для каждого периода приведены в табл. 6.4.4 - 6.4.6

6.4.2 Валовый выброс i -го вещества автомобилями отдельно для каждого периода:

$$M_i^j = \sum_{k=1}^k \alpha_B * (M_{1ik} + M_{2ik}) * N_k * D_p * 10^{-6}, \text{ т/год} \quad (6.4.2.1)$$

где: α_B - коэффициент выпуска (выезда), $\alpha_B = \frac{N_{\text{KB}}}{N_k}$

легковые автомобили $\alpha_B = 0.7$

грузовые автомобили $\alpha_B = 0.333$

Результаты расчетов отдельно для каждого периода приведены в табл.

6.4.7 - 6.4.9

6.4.3 Общий валовый выброс M_i :

$$M_i = M_i^T + M_i^{\Pi} + M_i^X, \text{ т/год} \quad (6.4.3.1)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 6.4.10

Результаты расчетов:

Легковые автомобили (k=1)

Таблица 6.4.1 – Теплый период

i	Вещество	$m_{\text{при}}$, г/мин	m_{Li} , г/км	m_{xxi} , г/мин	L_1 , км	L_2 , км	M_{1ik} , г	M_{2ik} , г	M , т/год
1	CO	0.35	1.8	0.2	0.0105	0.105	1.439	0.389	0.00384
2	CH	0.14	0.4	0.1	0.0105	0.105	0.562	0.142	0.00148
3	NO ₂	0.13	1.9	0.12	0.0105	0.105	0.710	0.320	0.00216
4	C	0.006	0.1	0.005	0.0105	0.105	0.034	0.016	0.0001
5	SO ₂	0.048	0.25	0.048	0.0105	0.105	0.218	0.074	0.00061

Таблица 6.4.2 – Переходный период

i	Вещество	$m_{\text{при}}$, г/мин	m_{Li} , г/км	m_{xxi} , г/мин	L_1 , км	L_2 , км	M_{1ik} , г	M_{2ik} , г	M , т/год
1	CO	0.35	1.98	0.2	0.0105	0.105	1.458	0.408	0.00157
2	CH	0.14	0.45	0.1	0.0105	0.105	0.567	0.147	0.0006
3	NO ₂	0.13	1.9	0.12	0.0105	0.105	0.71	0.32	0.00086
4	C	0.006	0.135	0.005	0.0105	0.105	0.037	0.019	0.00005
5	SO ₂	0.048	0.2817	0.048	0.0105	0.105	0.222	0.078	0.00025

Таблица 6.4.3 – Холодный период

i	Вещество	$m_{\text{при}}$, г/мин	m_{Li} , г/км	m_{xxi} , г/мин	L_1 , км	L_2 , км	M_{1ik} , г	M_{2ik} , г	M , т/год
1	CO	0.35	2.2	0.2	0.0105	0.105	1.481	0.431	0.00402
2	CH	0.14	0.5	0.1	0.0105	0.105	0.573	0.153	0.00152
3	NO ₂	0.13	1.9	0.12	0.0105	0.105	0.71	0.32	0.00216
4	C	0.006	0.15	0.005	0.0105	0.105	0.039	0.021	0.00012
5	SO ₂	0.048	0.313	0.048	0.0105	0.105	0.225	0.081	0.00064

Грузовые автомобили (k=2)

Таблица 6.4.4 – Теплый период

i	Вещество	$m_{\text{при}}$, г/мин	m_{Li} , г/км	m_{xxi} , г/мин	L_1 , км	L_2 , км	M_{1ik} , г	M_{2ik} , г	M , т/год
1	CO	3	7.5	2.9	0.0105	0.105	15.688	3.688	0.00145
2	CH	0.4	1.1	0.45	0.0105	0.105	2.166	0.566	0.0002
3	NO2	1	4.5	1	0.0105	0.105	5.473	1.473	0.00052
4	C	0.04	0.4	0.04	0.0105	0.105	0.242	0.082	0.00002
5	SO2	0.113	0.78	0.1	0.0105	0.105	0.634	0.182	0.00006

Таблица 6.4.5 – Переходный период

i	Вещество	$m_{\text{при}}$, г/мин	m_{Li} , г/км	m_{xxi} , г/мин	L_1 , км	L_2 , км	M_{1ik} , г	M_{2ik} , г	M , т/год
1	CO	3	8.37	2.9	0.0105	0.105	15.779	3.779	0.00059
2	CH	0.4	1.17	0.45	0.0105	0.105	2.173	0.573	0.00008
3	NO2	1	4.5	1	0.0105	0.105	5.473	1.473	0.00021
4	C	0.04	0.45	0.04	0.0105	0.105	0.247	0.087	0.00001
5	SO2	0.113	0.873	0.1	0.0105	0.105	0.644	0.192	0.00003

Таблица 6.4.6 – Холодный период

i	Вещество	$m_{\text{при}}$, г/мин	m_{Li} , г/км	m_{xxi} , г/мин	L_1 , км	L_2 , км	M_{1ik} , г	M_{2ik} , г	M , т/год
1	CO	3	9.3	2.9	0.0105	0.105	15.877	3.877	0.00148
2	CH	0.4	1.3	0.45	0.0105	0.105	2.187	0.587	0.00021
3	NO2	1	4.5	1	0.0105	0.105	5.473	1.473	0.00052
4	C	0.04	0.5	0.04	0.0105	0.105	0.253	0.093	0.00003
5	SO2	0.113	0.97	0.1	0.0105	0.105	0.654	0.202	0.00006

Таблица 6.4.7 – Теплый период

i	Вещество	M_{ij} , т/год
1	CO	0.00529
2	CH	0.00168
3	NO2	0.00268
4	C	0.00013
5	SO2	0.00068

Таблица 6.4.8 – Переходный период

i	Вещество	M_{ij} , т/год
1	CO	0.00215
2	CH	0.00068
3	NO2	0.00107
4	C	0.00006
5	SO2	0.00028

Таблица 6.4.9 – Холодный период

i	Вещество	M_{ij} , т/год
1	CO	0.0055
2	CH	0.00173
3	NO2	0.00268
4	C	0.00015
5	SO2	0.00071

Таблица 6.4.10 – Общий валовый выброс

i	Вещество	M _i , т/год
1	CO	0.01294
2	CH	0.0041
3	NO ₂	0.00644
4	C	0.00034
5	SO ₂	0.00166

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской работы было выполнено несколько задач:

1. Был проведен анализ влияния геологических и петрофизических неопределенностей на накопленные показатели гидродинамической модели. Анализ показал, что наиболее важными параметрами неопределенностей являются распространение пористости, проницаемости; изменение относительных фазовых проницаемостей; уровень водонефтяного контакта; анизотропия вертикальной проницаемости.

2. Были определены параметры, наиболее влияющие на расхождение контрольных параметров гидродинамической модели (FWCT, FOPR, FPR, FWIR). Основное влияние на изменение FWCT, FOPR, FWIR оказывает изменение относительных фазовых проницаемостей. На изменение FPR в большей степени влияет изменение порового объема.

3. Были построены зависимости, позволяющие определить расхождение накопленной добычи в зависимости от расхождения между контрольными параметрами гидродинамической модели.

4. Полученные зависимости были применены для определения достоверности на модели реального месторождения. Результаты показали, что в большинстве случаев погрешность между расхождением фактической накопленной добычей и расхождением накопленной добычи, вычисленной по зависимостям, не превышает 10 %.

Также были освещены мероприятия, направленные на обеспечение безопасного выполнения геофизических и сейсморазведочных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бочкарев В. С. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы // ЗапСибНИГНИ, 1990.
2. Сулин В. А. Воды нефтяных месторождений СССР // М. –Л., ОНТИ, Главная редакция горно-топливной литературы, 1935, 367 с.
3. Jef Caers. Modelling uncertainty in the Earth Sciences, 2011, 250 с.
4. Боженюк Н. Н. Анализ и классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом моделировании // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015 №3, 28 - 30 с.
5. Ken Sorbie, Gillian Pickup, Eric Mackay. Reservoir simulation, 2016, 340 с.
6. Steagall D. E., SPE, PETROBRAS, Schiozer D. J., SPE, UNICAMP. “Uncertainty Analysis in Reservoir Production Forecasts during Appraisal and Pilot Production Phases”, paper SPE presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium held in Houston, Texas, 11-14 February 2001, 25 с.
7. Красовский А. В., Шандрыголов З. Н., Зимин Е. С., Базаев А. А. Анализ влияния изменения параметров, имеющих наибольшую неопределённость при адаптации модельного пластового давления Сеноманской газовой залежи // ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, 24-27 с.
8. Чернова О. С. Седиментология резервуара // Учебное пособие по короткому курсу Томск, 2004, 453 с.
9. Patrick Corbett, Gary Couples, Andy Gardiner, Helen Lever. Petroleum Geoscience, 2017, 240 с.
10. A. D. Reynolds. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies, 1999, 15 p.
11. Соколов С. Какая система разработки лучше? // Нефтегазовая вертикаль, 2008, 35-39 с.
12. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, 2016, 120 с.

13. Боженюк Н. Н., Стрекалов А. В. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат // Специализированный журнал «Бурение & Нефть». 2016 № 07-08, 15-18 с.
14. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС, 2012, 180 с.
15. Хусаинова Р. Г. О необходимости учета влияния температурного фактора при оценке производственного травматизма, 2008, 46 с.
16. Методические рекомендации МР 2.2.7.2129-06 "Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях", 2006, 65 с.
17. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требований, 52 с.
18. ПБ 08-37-93. Правила безопасности при геологоразведочных работах, 40 с.
19. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом), 1998, 72 с.