

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка алгоритма оптимизации процесса эксплуатации нефтяного месторождения Каймысовского свода на основе методов машинного обучения»
УДК <u>004.85:622.323</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Гирич Николай Александрович		14.08.2020

Руководитель


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		17.08.2020

Руководитель отделения


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Мельник И.А.	Д.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:


По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		17.08.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		18.08.20

Томск – 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) 01.07.20 О.С. Чернова
(Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Гирич Николай Александрович

Тема работы:

«Разработка алгоритма оптимизации процесса эксплуатации нефтяного месторождения
Каймысовского свода на основе методов машинного обучения»

Утверждена приказом директора ИШНПТ

Приказ №204-9/с от 22.07.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.08.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Пакет геологической и геофизической информации по месторождению К, отчеты по гидродинамическим исследованиям скважин, сводные таблицы по добыче м закачке.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучение и анализ теоретических основ методов обучения с подкреплением. Геолого–административная характеристика месторождения К. Интерпретация исходных данных. Построение модели участка месторождения к для проведения дальнейших расчетов. Подготовка алгоритма и модели для его выполнения. Результаты проведенных исследований. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--


Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент...	В.С. Рукавишников, доцент ОНД, ИШПР НИ ТПУ
Социальная ответственность	В.Б. Белозеров, профессор ОНД, ИШПР НИ ТПУ
если вы консультировались у кого-то по иным разделам ВКР, внесите их сюда	Г.Ю. Шишаев, инженер ЦППС НД


Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Результаты проведенных исследований

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.07.2020
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		01.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Гирич Н.А.		01.07.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация


(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**


Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.08.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.06.2020	Изучение и анализ теоретических основ методов обучения с подкреплением	10
28.06.2020	Интерпретация исходных данных	15
11.07.2020	Подготовка алгоритма и модели для его выполнения	25
25.07.2020	Оценка результатов проведенных исследований	30
06.08.2020	Составление отчёта	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		01.07.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		01.07.2020

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

Студенту:


Группа	ФИО
2ТМ81	Гирич Николай Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов		
Уровень образования	Магистр	Направление	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Разработка алгоритма оптимизации процесса эксплуатации нефтяного месторождения Каймысовского свода на основе методов машинного обучения»	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, информационных и человеческих, финансовых,	Суммарные инвестиции, необходимые для проведения научно-исследовательского проекта (НТИ) составили 140 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент – 1.3; - ставка дисконтирования – 15 %; - премии – 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим. Отчисления во внебюджетные фонды – 30 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка возможности создания продукта на основе SWOT-анализа.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Оценка необходимого количества материальных ресурсов и начальный объем инвестиций для проведения НТИ.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Описание потенциальных потребителей результатов НТИ	
2. Матрица SWOT	
3. График проведения и бюджет НТИ	
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ	
5. Потенциальные риски	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.07.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		02.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Гирич Н.А.		02.07.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Гирич Николай Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Автоматизация процесса определения обстановок осадконакопления по каротажным данным меловых пластов и оценка её значимости при подготовке месторождений к разработке»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:


1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования – программный продукт для определения обстановок осадконакопления по каротажу естественной радиоактивности</p> <p>Рабочая зона – компьютерный кабинет Центра Heriot Watt НИ ТПУ</p> <p>Область применения – интерпретация каротажных данных</p> <p>Прибор – персональный компьютер</p> <p>Методика – машинное обучение</p> <p>Алгоритм – обучение агента для нахождения оптимальной стратегии для каждого конкретного случая</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<p>Федеральный закон № 426-ФЗ от 28 декабря 2013 года «О специальной оценке условий труда»</p> <p>Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г (ред. от 10.07 2012 г.) «Технический регламент о требованиях к пожарной безопасности»</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Повышенный уровень шума.</p> <p>Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>Отклонение параметров микроклимата.</p> <p>Электробезопасность.</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>При разработке и эксплуатации проектируемого решения возможны различные ЧС</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.07.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		03.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Гирич Н.А.		03.07.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
Р1	<p>Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3, УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), СДИО Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам), (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
Р2	<p>Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), СДИО Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам), (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
Р3	<p>Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6;</p>

	<p>нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства</p>	<p>ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
P4	<p>Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
P5	<p>Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным</p>

		давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промышленной геологии)
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промышленной геологии)
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промышленной геологии)
Профиль 2. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений		
P8	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...),

		Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P9	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ(УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P10	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1;ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным

		давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
--	--	--

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 115 страниц, 52 рисунка, 31 источник и 2 приложения.

Ключевые слова: ОБУЧЕНИЕ С ПОДКРЕПЛЕНИЕМ, ЦЕПЬ МАРКОВА, ОЧЕРЕДЬ БУРЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ОПТИМАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ.

Целью работы является разработка самообучаемого алгоритма на базе обучения с подкреплением для его дальнейшего использования с целью оптимизации процесса эксплуатации нефтяного месторождения К.

Результатом исследования стал успешный пример использования самообучающихся методов машинного обучения с возможностью его дальнейшего развития и усовершенствования. Также разработана методика, с помощью которой можно найти оптимальную стратегию (очередность) бурения скважин с целью увеличения дебита нефти на ранних этапах. Был получен альтернативный метод принятия решений, который при дальнейшем тестировании может быть использован для автоматизации процесса принятия повседневных решений в области оптимизации процесса разработки.

Областью применения является сфера оптимизации процесса эксплуатации месторождений и автоматизация процесса принятия решений в ней.

Экономическая эффективность/значимость работы: полученный алгоритм может привести к увеличению добычи нефти при отсутствии дополнительных затрат путем выбора оптимальной стратегии действий.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НТИ – Научно – технические исследования

ГК – гамма-каротаж

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации

PVT – pressure, volume, temperature; физико – химические свойства

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1. ИЗУЧЕНИЕ И АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ МЕТОДОВ ОБУЧЕНИЯ С ПОДКРЕПЛЕНИЕМ.....	21
1.1 Основная теоретическая информация об обучении с подкреплением... 21	
1.2 Условие оптимальности. Уравнение Беллмана	24
2. ГЕОЛОГО–АДМИНИСТРАТИВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ К.....	26
2.1 Краткая характеристика нефтяного месторождения К.....	26
2.2 Геологическая характеристика месторождения	28
2.3 Тектоническая характеристика месторождения	30
3. ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ РАСЧЕТОВ	32
3.1 Обработка данных лабораторного анализа керна	32
3.2 Обработка гидродинамических исследований скважин	37
3.3 Обработка геофизических исследований скважин.....	39
3.4 Физико-химические данные пластовых флюидов.....	53
3.5 Построение гидродинамической модели.....	54
4. ПОДГОТОВКА АЛГОРИТМА И МОДЕЛИ ДЛЯ ЕГО ВЫПОЛНЕНИЯ..	58
4.1 Подготовка алгоритма	58
4.2 Подготовка модели для определения рейтинга бурения	63
5. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	65
5.1 Результаты в области принятия решений.....	65
5.2 Результаты в области нахождения оптимальной очереди бурения.....	72
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
6.1. Потенциальные потребители результатов исследований.....	76
6.2. SWOT-анализ.....	76
6.3. Цели и результаты проекта	77
6.4. Организационная структура проекта	78
6.5. Ограничения и допущения проекта	79
6.6 Бюджет научно–технического исследования.....	79
6.6.1 Отчисления на основную заработную плату	79

6.6.2 Отчисления на дополнительную заработную плату	81
6.6.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	81
6.6.4 Накладные расходы	82
6.6.5 Материальные затраты научно-технического исследования	82
6.6.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	83
6.7 Расчет экономических показателей проекта	83
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	86
7.1 Анализ вредных факторов.....	86
7.2. Анализ опасных факторов.....	91
7.3. Охрана окружающей среды	93
7.4. Защита в чрезвычайных ситуациях.....	94
7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	104

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время все чаще и чаще разные отрасли производства подвергаются так называемой «цифровизации», то есть используемая ранее бизнес – модель перестраивается с учетом использования возможностей современных информационных и цифровых технологий. Эти же тенденции заметны и нефтегазовой сфере, где в последнее время все чаще и чаще применяются новые методы и подходы к изучению различных процессов, базирующихся на современных вычислительных способностях.

Ежедневно с каждой действующей скважины на месторождении снимаются различные показатели, характеризующие ее работу в данный момент времени. В процессе бурения также проводятся геофизические исследования скважин, испытания продуктивных интервалов и т.д., в результате чего накапливается огромное количество полезной информации, которую уже не так просто хранить и использовать в дальнейшем в аналоговом (бумажном) виде. И здесь как нельзя кстати реализуются все преимущества вычислительных компьютерных мощностей доступных сегодня.

Если рассматривать данный вопрос более детально, то сейчас широкое распространение получило так называемое машинное обучение. Машинное обучение в данном случае помогает избежать множества ошибок и выбрать оптимальный вариант решения поставленной задачи.

Целью данной работы является разработка самообучаемого алгоритма на базе обучения с подкреплением, для его дальнейшего использования с целью оптимизации процесса эксплуатации нефтяного месторождения К. Сам алгоритм базируется на обучении с подкреплением (“Reinforcement learning”).

В отличие от других методов машинного обучения обучение с подкреплением не руководствуется командами учителя и не выделяет особенности в наборе входящих данных, как это происходит при обучении с учителем и без учителя соответственно. Обучение с подкреплением основывается на собственном опыте: иными словами, с каждой новой

итерацией пытается найти лучший вариант, основываясь на предыдущих вариантах.

Обзор литературных источников показал, что обучение с подкреплением активно используется в современной игровой индустрии для создания искусственного интеллекта (ботов) в современных играх. Активно над этим работает компания Open AI, которая ежегодно демонстрирует результаты своей работы на международных соревнованиях The International по киберспортивной дисциплине Dota 2. Также применяются попытки использования в робототехнике, химии, рекламной сфере и т.д. Существует даже работа, в которой представлены результаты моделирования мультиагентной системы для контроля сигналов светофоров базирующейся на обучении с подкреплением. Информация об использовании данного метода в нефтегазовой сфере отсутствует.

В отечественной литературе были найдены несколько статей, которые применяют упомянутый выше подраздел машинного обучения для решения общей задачи кластеризации и задачи алгоритмической торговли. Упоминания об использовании данного метода в нефтегазовой сфере также отсутствуют.

Проблема исследования заключается в определении возможности использования самообучающегося алгоритма в процессе разработки и эксплуатации нефтяного месторождения К.

Объектом исследования является месторождение К, а предметом исследования – его отклик в виде повышения КИН в результате предложенных последовательностей действий.

Целью данной работы является оценка перспективности использования алгоритмов обучения с подкреплением при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.

Во время выполнения исследований на данную тему были поставлены следующие задачи:

1. Выбрать сферу в области разработки и эксплуатации нефтяного месторождения К для которой возможно применить методы обучения с подкреплением.

2. Создать самообучающийся алгоритм и систему метрик для оценки полученного алгоритма.

3. Провести тесты с использованием полученных данных с месторождения К.

4. Проанализировать оценку использования алгоритмов обучения с подкреплением в нефтегазовой сфере в дальнейшем.

Научная и практическая новизна данной работы заключается в том, что данный метод машинного обучения не применялся ранее в нефтегазовой сфере, что само по себе отличает данную работу, а полученные результаты могут вызвать интерес у нефтегазовых компаний, так как результат способен будет сэкономить человеческий ресурс и перенаправить освободившиеся трудо–часы в области, где присутствие человека необходимо.

Апробация результатов данной работы может привести к созданию новых программных продуктов, с помощью которых можно будет попытаться автоматизировать часть инженерной работы, которая на данный момент выполняется вручную.

1. ИЗУЧЕНИЕ И АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ МЕТОДОВ ОБУЧЕНИЯ С ПОДКРЕПЛЕНИЕМ

1.1 Основная теоретическая информация об обучении с подкреплением

Как уже было отмечено ранее, обучение с подкреплением является одним из трех направлений (Рисунок 1.1), представленных в современном машинном обучении.

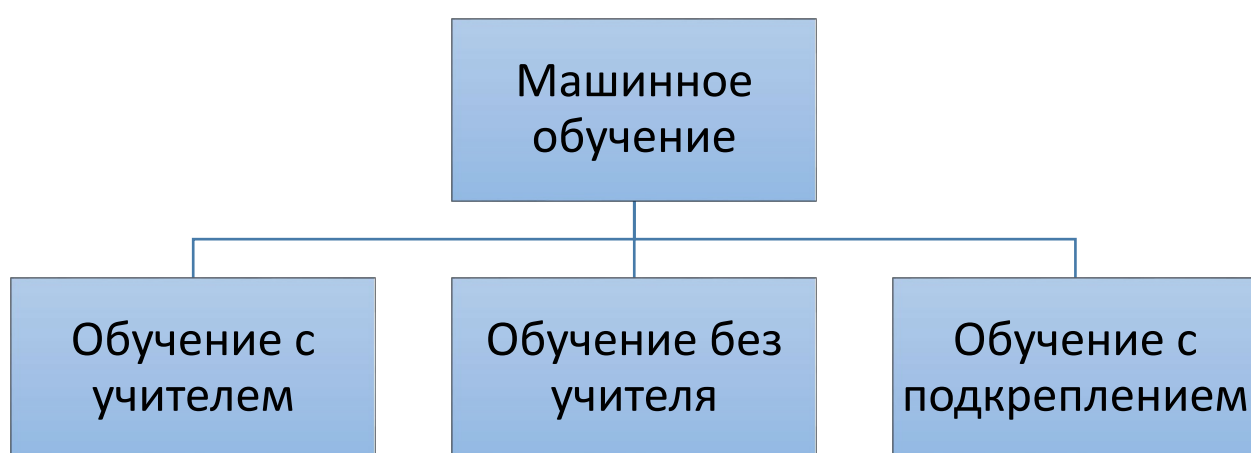


Рисунок 1.1 – Направления, присутствующие в современном машинном обучении

В обучении с подкреплением существуют такие понятия как агент (например, нефтегазовая компания) и среда (месторождение нефти или газа). Данный вариант характеризуется отсутствием прямого воздействия на агента в процессе обучения.

Агент характеризуется его состоянием. Далее он выбирает произвольное или связанное с заранее установленной стратегией действие и совершает его, после чего получает отклик от среды, в которой находится. Отклик может быть охарактеризован получаемой агентом наградой и изменением состояния агента. Получаемая после каждого действия награда показывает на сколько

принятое решение было хорошим, а переход из одного состояния в другое показывает дальнейшие возможные пути перехода в следующие состояния.

Принцип взаимодействия агента со средой приведен на Рисунке 1.2.

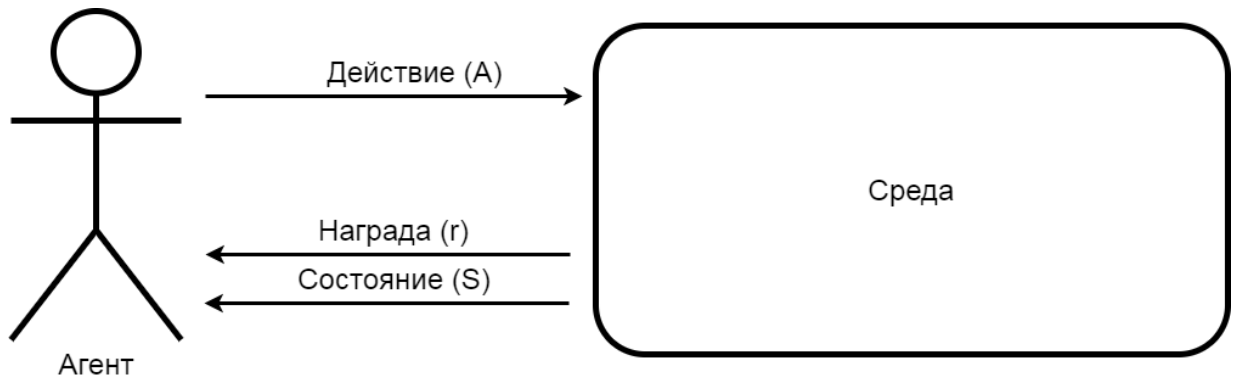


Рисунок 1.2 – Схематическое изображение процесса взаимодействия агента со средой

Изображенный на Рисунке 1.2 агент, постоянно взаимодействует со средой спустя некоторый промежуток времени t . Процесс обучения начинается с первого действия агента в момент времени $t = 0$, после которого он получает ответную реакцию среды в виде награды r и перехода из состояния S в состояние $S+1$.

В обучении с подкреплением существует несколько методов обучения агента, к которым относятся: динамическое программирование, метод Монте-Карло, обучение с применением временных различий.

К динамическому программированию относятся методы, с помощью которых можно описать идеальную среду как марковский процесс принятия решений.

Марковский процесс принятия решений может быть описан с помощью цепей Маркова, которые в свою очередь описываются графами. Узлы графа описывают состояния среды, а ребра – возможные действия. Примером такого графа может быть процесс принятия решений человеком, который просыпается утром и идет на работу (Рисунок 1.3). Агентом в данном случае является человек. Большие круги показывают возможные состояния системы,

в которых агент может находиться в определенный момент времени и за каждое свое действие получает награду r .



Рисунок 1.3 – Пример цепи Маркова

У данного человека в примере есть 4 варианта перехода из начального состояния («Отсутствие информации») в конечное состояние («Данные проанализированы»):

1. Пробурить скважину и проанализировать данные.
2. Провести сейсморазведку и проанализировать данные.
3. Пробурить скважину, провести сейсморазведку и проанализировать данные.
4. Провести сейсморазведку, пробурить скважину и проанализировать данные.

Следует отметить, что выполнение каждого из этих вариантов принесет агенту (нефтяной компании) различную награду. Награда здесь взята в

качестве примера и может быть посчитана иначе для какого-либо иного конкретного случая или конкретного человека.

1.2 Условие оптимальности. Уравнение Беллмана

За основу алгоритма в обучении с подкреплением принимается идея оптимальности стратегии. Из теории следует, что оптимальной является та стратегия, при которой в каждом состоянии функция ценности принимает свое максимальное значение. Функция ценности для каждого состояния среды имеет следующий вид:

$$v_{\pi}(s) = E_{\pi}[G_t | S_t = s] = E_{\pi}[\sum_{k=0}^{\infty} \gamma^k R_{t+k+1} | S_t = s], \quad (1.1)$$

где E_{π} – ожидаемая величина награды, которую получит агент придерживаясь стратегии π ; G_t – общая награда на временном шаге t ; S_t – состояние среды на временном шаге t ; γ – ставка дисконтирования; R_{t+k+1} – оценка награды на временном шаге t в соответствии со стратегией π .

Таким же способом определяется и функция ценности для каждого действия:

$$q_{\pi}(s, a) = E_{\pi}[G_t | S_t = s, A_t = a] = E_{\pi}[\sum_{k=0}^{\infty} \gamma^k R_{t+k+1} | S_t = s, A_t = a], \quad (1.2)$$

где A_t – действие, совершаемое агентом в конкретный момент времени t .

Оптимальность в данной работе определялась с помощью уравнения Беллмана:

$$q_*(s, a) = r(s, a) + \gamma \sum p(s' | s, a) \cdot \max(q_*(s', a')), \quad (1.3)$$

- где $q_*(s, a)$ – награда за совершение действия a в состоянии s руководствуясь оптимальной стратегией;
- $r(s, a)$ – ожидаемая награда в состоянии s после действия a ;
- γ – ставка дисконтирования;

- $p(s'|s, a)$ – вероятность перехода в состояние s' , из состояния s , совершая действие a ;
- $q_*(s', a')$ – ценность совершения действия a' в состоянии s' руководствуясь оптимальной стратегией.

Оптимальной является та стратегия (последовательность и набор действий), которая позволяет максимизировать награду нефтяной компании на каждом шаге. Наградой могут являться различные параметры, например, дополнительная информация, дополнительная прибыль и т.д.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что обучение с подкреплением несет реальный интерес, и его применение в нефтегазовой сфере может принести весьма неплохие результаты. Для этого необходимо показать работоспособность данного метода на конкретном примере.

2. ГЕОЛОГО–АДМИНИСТРАТИВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ К.

2.1 Краткая характеристика нефтяного месторождения К

Нефтяное месторождение К находится в Томской и Омской областях в Каргасокском и Тарском районах соответственно. Удаленность от г. Томск составляет примерно 600 км, от г. Стрежевой – 450 км, ближайшим же населенным пунктом является Каргаск, который находится в 150 км.

Ближайшие месторождения, находящиеся в разработке ОАО «Томскнефть»: Игольско-Таловое нефтяное месторождение (77 км на юго-восток), Западно-Моисеевское (7 км на север), Лесмуровское (11 км на север), Двуреченское (16 км на север), мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток). Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

Месторождение приурочено к одному из локальных поднятий южной части Каймысовского свода. Глубина залегания продуктивных горизонтов нефти месторождения-2411–2791 м. Отложения легкие (0,786–0,873 г/м³); сернистые (0,57–1,1%), малопарафинистые (1,0–2,44%). Терригенные коллектора характеризуются однородностью, их эффективная емкость и проницаемость составляет 0,004–0,023 мкм², открытая пористость – 14–19 %. Промышленные запасы оценивают в 36,5 миллионов тонн. В качестве продуктивных на месторождении выделено четыре пласта, которые отличаются своими продуктивными характеристиками. Самой высокой продуктивностью среди них обладает северо-западный купол, который также имеет лучшие фильтрационные характеристики.

Поисковое бурение на площади месторождения К было начато в 1969 г.. Первые скважины были пробурены в присводовой части локального поднятия, однако дальнейшие испытания скважин во вскрытом пласте Ю₁ не характеризовались промышленными дебитами и имели высокую

обводненность. Бурение возобновили только в 1984 г., именно в этом году и было открыто месторождение.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории в целом, а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения, к востоку от линии пробуренных скважин №№ 197-200. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр)

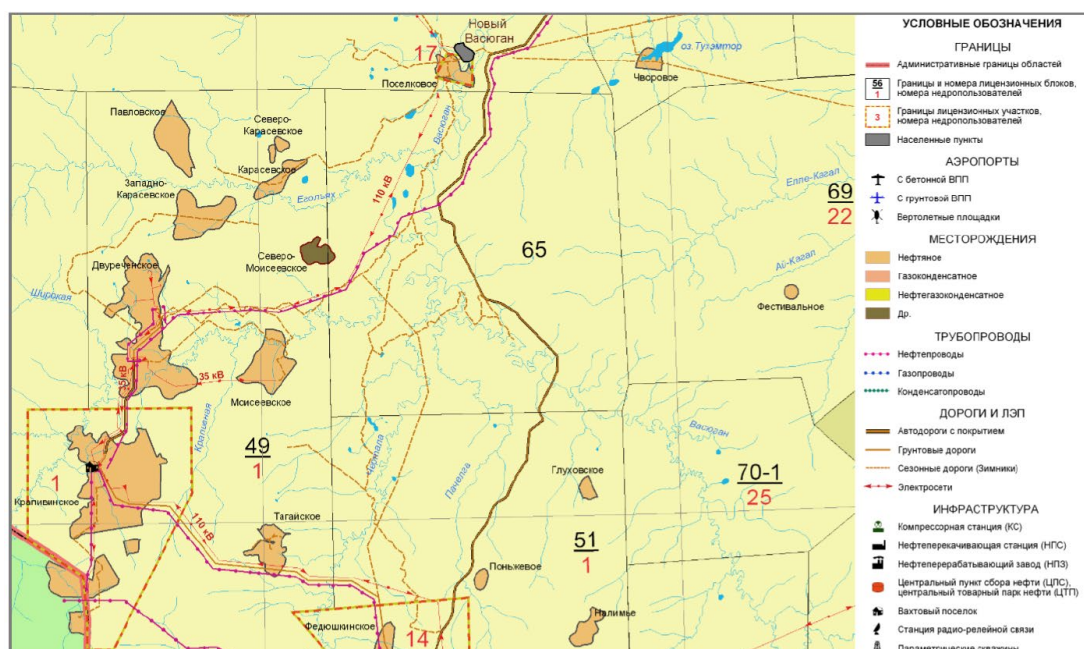


Рисунок 2.1 – Фрагмент обзорной карты нефтегазоносного комплекса Томской области

Вторым региональным реперным горизонтом является угольный пласт $У_1$, который находится между пластами $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3-4}$. Данный пласт ярко выражен минимальным значением гамма-излучения на гамма-каротаже.

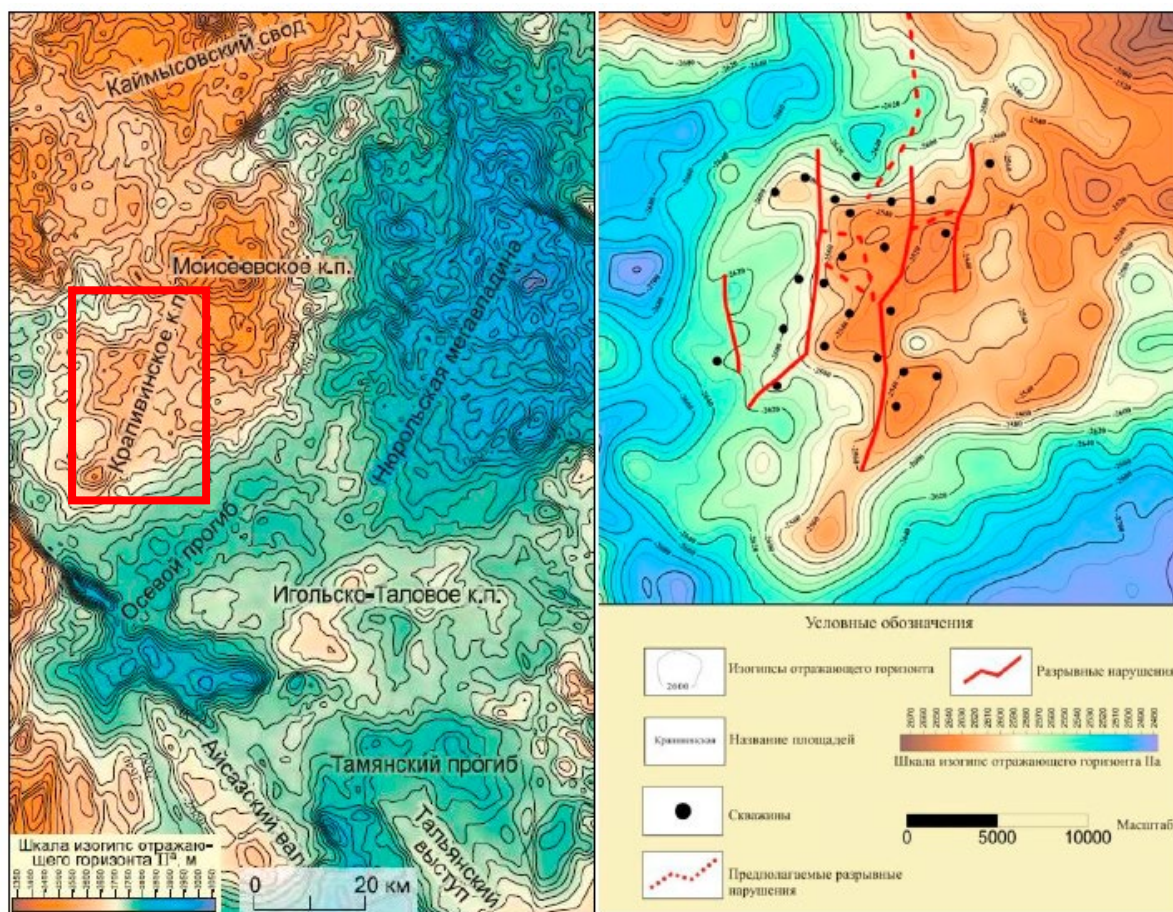
Нефтематеринской свитой является баженовская свита. Черные или буровато-черные плитчатые битуминозные аргиллиты баженовской свиты содержат редкие прослои карбонатов, и обычных пластичных глин, переслаивающимися с алевролитами и песчаниками. Мощность свиты стабильна на всей территории и составляет в среднем 24 – 28 м.

Пластами-коллекторами являются песчаные пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3-4}$ васюганской свиты. Отложения пласта $Ю_1^2$ представлены хорошо отсортированными мелко- иногда среднезернистыми полимиктовыми песчаниками (более крупнозернистый материал в разрезах пласта не встречается) с каолиновым цементом порово-пленочного типа, составляющим 7 -10 % объема порового пространства породы. Общая и эффективная мощность пласта в пределах поднятия достигает 4 – 6 м. Открытая пористость и проницаемость песчаников уменьшается в южном направлении от 18 до 14 % и от 25 до 4 мДа. Пласт залегает на глубинах от 2665,8 до 2746 м.

Пласт $Ю_1^{3-4}$ представлен серыми, мелко-среднезернистыми массивными, реже слоистыми песчаниками с подчиненным значением алевролитов и глинистых пропластков, слюдистыми, слабо карбонатизированными, с редкими включениями обугленного растительного детрита и обломков фауны. Общая мощность пласта в пределах северо-западной и южной части характеризуется наибольшими значениями (15 – 20 м). На южной периклинали и в северо-восточном направлении она не превышает 10 – 12 м. В периферийных частях структуры эффективная мощность несколько уменьшается. Пласт выделен как подугольная литологическая ритмотолща $Ю_1^{3-4}$ регрессивного типа.

2.3 Тектоническая характеристика месторождения

Месторождение К находится в месте сочленения Каймысовского свода и Нюррольской мегавпадины. Сама структура показана на структурной карте (рисунок 2.3), построенной по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты).



а

б

Рисунок 2.3. а – Структурная карта по отражающему горизонту Па (бажендовская свита); б – Схема разрывных нарушений месторождения К

Каймысовский свод – одна из наибольших региональных тектонических структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Учитывая простираие палеозойского складчатого фундамента, этот участок стоит относить к южной части Верхневасюганского антиклинория. Антиклинорий

является приподнятой зоной складчато-блоковых сооружений позднегерцинского возраста.

Оконтуривание каймысовского свода происходит с отметкой -2650 м (сейсмический горизонт Па). Размеры структуры составляют 215 км в направлении с севера на юг, ширина варьируется в пределах 60 – 120 км в направлении с запада на восток. Амплитуда поднятия структуры составляет 350 м.

Отмечается ряд разрывных нарушений (Рисунок 2.3), которые можно разделить на 2 группы: первая – северо – восточного, а вторая северо – западного простирания. Центральная часть Каймысовского свода опущена относительно приподнятых северной и южной частей.

Резюмируя можно утверждать, что Каймысовский свод имеет сложное тектоническое строение, о чем свидетельствует наличие структурных элементов II и III порядков совместно с дизъюнктивными нарушениями.

Локально месторождение К расположено в пределах Моисеевского куполовидного поднятия в южной части Каймысовского свода. Выделяют 6 блоков исходя из сейсмической интерпретации разрывных нарушений.

Проводя по отражающему горизонту Па изогипсу с абсолютной отметкой в -2600 м, можно получить контур структуры площадью 940 км² и амплитудой 180 м. Структура месторождения К по подошве баженовской свиты представляет собой вытянутую на северо – восток антиклинальную брахиформную складку с более пологим восточным крылом, которая ориентирована параллельно западному борту Нюррольской мегавпадины. Стоит также отметить, что район месторождения К полностью покрыт 3D сейсмикой.

3. ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ РАСЧЕТОВ

Отправной точкой для построения геологической модели стали следующие данные:

- Данные лабораторного анализа кернового материала.
- Физико-химические данные пластовых флюидов.
- Данные геофизических исследований скважин.
- Данные гидродинамических исследований скважин.

3.1 Обработка данных лабораторного анализа керна

Исходные данные лабораторного анализа керна были обработаны с целью получения корреляционных зависимостей, например зависимость проницаемости от пористости, для построения геологической модели. В качестве примера использовались данные по скважине У указанные в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные лабораторных исследований керна.

Глубина отбра- образца	Эффек- тивная порис- тость Φ , доли единицы	Объем- ная плот- ность ρ , г/см ³	Прони- цаемость К, мД	Насы- щение нефтью S_o , доли единицы	Водо- насыщен- ность S_w , доли единицы	Параметр пористост и FF, Омм	Параметр насыщения, RI, Омм	Скорость пробега, V_p , км/с
2678,1	0,109	2,34			0,727	39,6	2,3	5,02
2678,4	0,121	2,32	0,5		0,618	37,0	2,6	4,60
2678,55	0,127	2,3	0,7		0,616	34,5	2,8	4,85
2678,60	0,118	2,34	0,26		0,541	28,7	6	4,88
2678,8	0,113	2,33	0,2		0,687	45,8	1,7	4,84
2678,9	0,122	2,31	0,4		0,657	33,6	2,1	4,93
2679,00	0,114	2,39	0,17		0,844	44,5	5,2	4,74
2679,1	0,055	2,59			0,991	130,7	1,0	5,65
2679,40								
2680,80	0,063	2,51	0,02		0,819	98,7		5,20
2681,90	0,104	2,4	0,16	0,769	0,638	42,1		4,80
2682,60	0,072	2,46	0,03		0,704	87,3		5,07
2683,20	0,084	2,42	0,03		0,754	62,6		5,18
2687,30	0,011	2,51	0,15	0,969				5,63

2687,45	0,162	2,2			0,626	12,4	3,0	4,34
2687,60	0,133	2,24			0,549	34,8	6,1	4,74
2687,65	0,157	2,2			0,731	13,2	2,1	4,34
2687,90	0,165	2,18			0,469	24,4	4,7	4,38
2688,4	0,152	2,22			0,336	30,0	8,1	4,48
2688,5	0,165	2,19			0,435	12,3	4,7	4,69
2688,7	0,173	2,17			0,407	22,8	5,7	4,35
2688,8	0,161	2,21			0,505	24,5	3,3	4,32
2691,8	0,167	2,19			0,167	31,1	32,1	4,24
2693,8	0,098	2,39	0,2		0,676	60,8	2,0	5,03
2693,95	0,114	2,34	0,4		0,733	32,2	2,0	5,07
2694,3	0,094	2,39				48,8		5,07
2694,4	0,061	2,49			0,864	117,3	1,4	5,23
2694,70	0,083	2,45	0,15	0,684		68,3		5,36
2694,8	0,083	2,42			0,873	67,3	1,0	5,23
2695	0,055	2,52			0,869	142,7	1,8	5,63
2695,3	0,083	2,43			0,869	61,7	1,5	5,33
2695,40	0,093	2,43	0,12	0,784		62,5		5,26
2697,5	0,12	2,33			0,879	46,4	1,5	4,83
2697,50	0,087	2,45	0,09	0,867		71,3		5,34
2697,6	0,099	2,39			0,794	48,2	2,1	5,14
2697,9	0,097	2,3			0,82	57,2	2,0	5,21
2698,1	0,078	2,45			0,901	79,1	1,7	5,47
2698,4	0,078	2,46			0,882	69,3	1,2	5,38
2698,5	0,103	2,38			0,866	50,6	1,7	4,82
2698,65	0,102	2,38			0,88	58,7	1,9	4,77
2698,9	0,056	2,51			0,832	127,8	1,4	5,34
2699,3	0,061	2,5			0,82	105,2	1,9	5,27
2700	0,101	2,39	0,1			46,1		4,76
2700,2	0,104	2,36	0,2		0,667	37,5	2,1	5,07
2700,7	0,09	2,41			0,753	55,9	2,1	4,99
2700,70	0,102	2,41	0,14			38,8		5,12
2700,9	0,091	2,4	0,2		0,733	63,2	2,4	4,92
2701,30	0,065	2,5				110,5		5,41
2701,4	0,087	2,43	0,05		0,829	66,4	1,9	5,30
2701,7	0,078	2,52			0,772	75,7	2,0	5,19
2704,9	0,09	2,41	0,07		0,834	61,0		5,06
2705,40	0,132	2,35	0,17			37,4		4,68
2708,2	0,124	2,34	0,2		0,767	27,0	1,6	4,76
2708,6	0,124	2,35	0,1		0,692	46,4	2,1	4,74
2708,6	0,124	2,35	0,1		0,692	46,4	2,1	4,74
2708,9	0,072	2,48			0,801	81,9	1,5	5,16

Далее были определены следующие зависимости параметров, из которых необходимо определить базовые константы: Δt_{ma} , ρ_{ma} , a , m , n .

1. $K=f(\varphi)$ (Рисунок 3.1) ;
2. $FF=f(\varphi)$ (Рисунок 3.2);

3. $RI=f(S_w)$ (Рисунок 3.3);
4. $V_p=f(\varphi)$ (Рисунок 3.4);
5. $\rho=f(\varphi)$ (Рисунок 3.5).

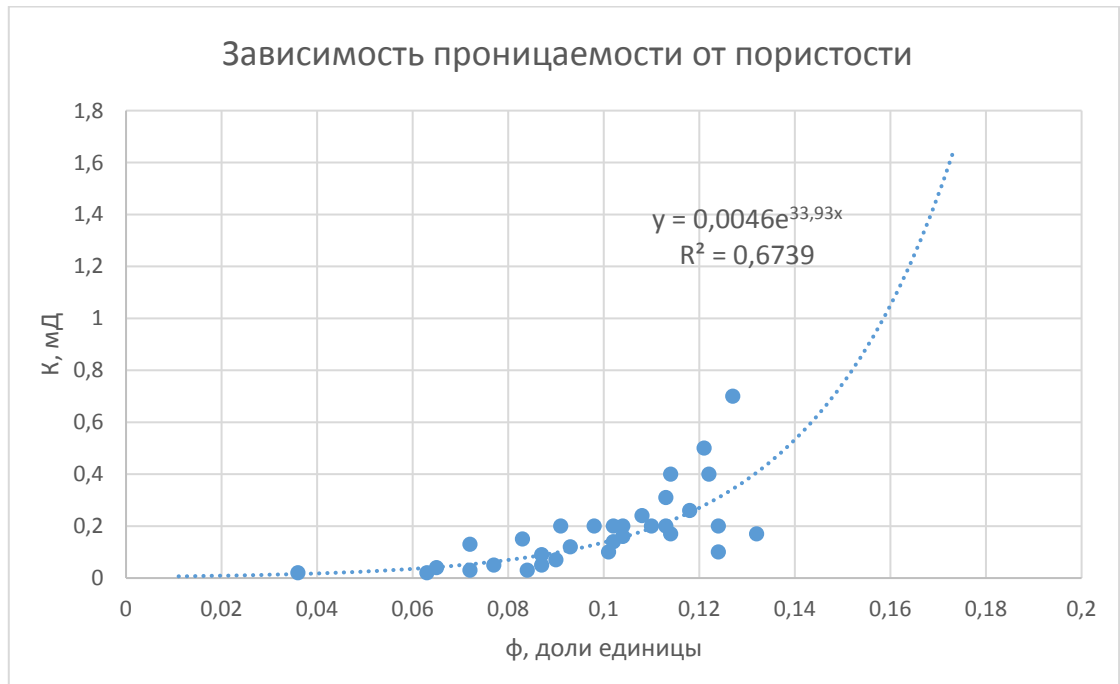


Рисунок 3.1 – Зависимость $K=f(\varphi)$

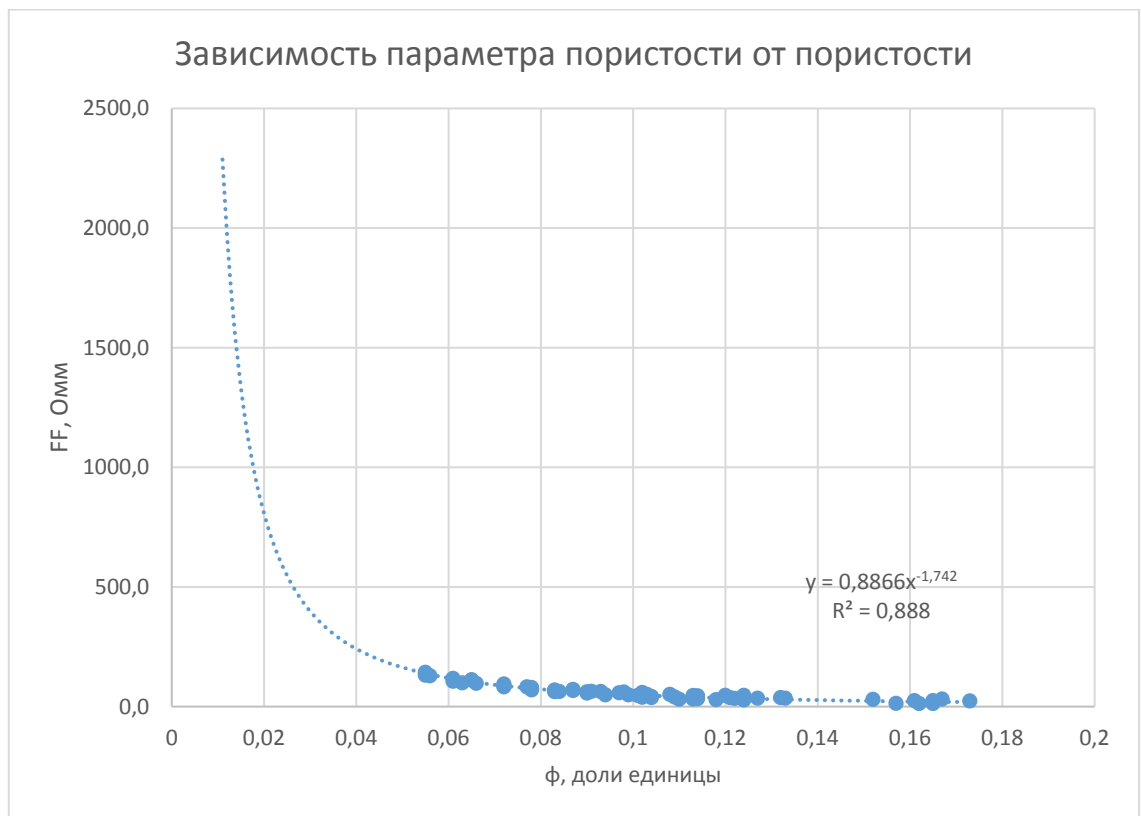


Рисунок 3.2 – Зависимость $FF=f(\varphi)$

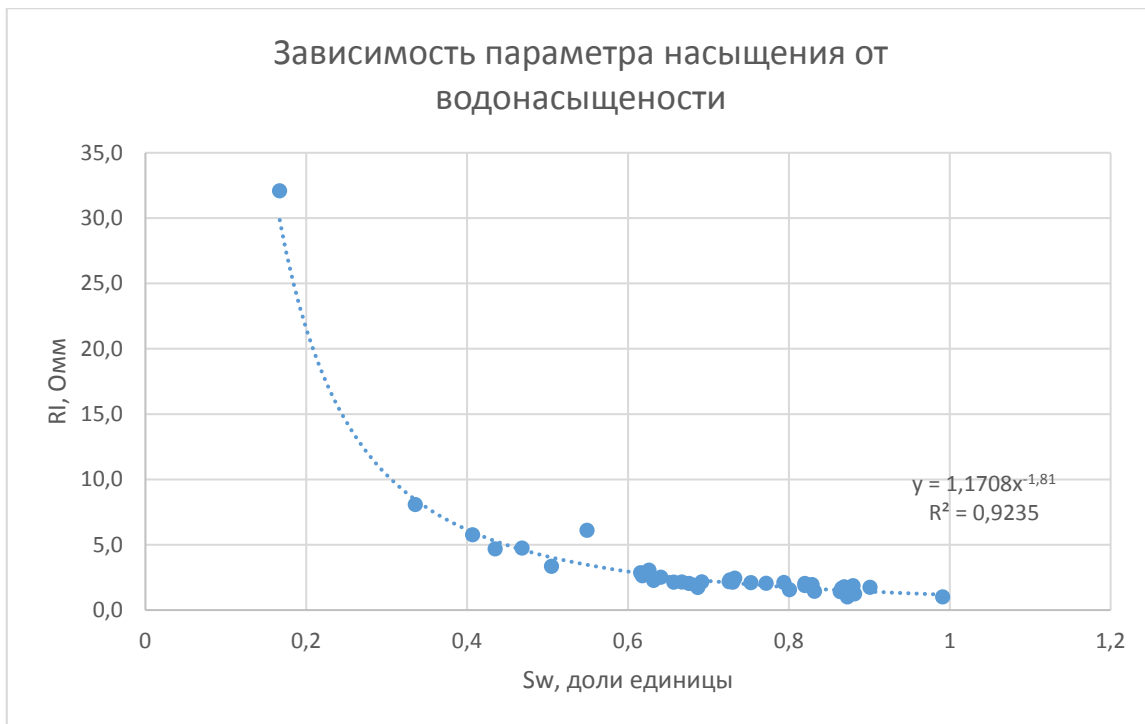


Рисунок 3.3 – Зависимость $RI=f(S_w)$

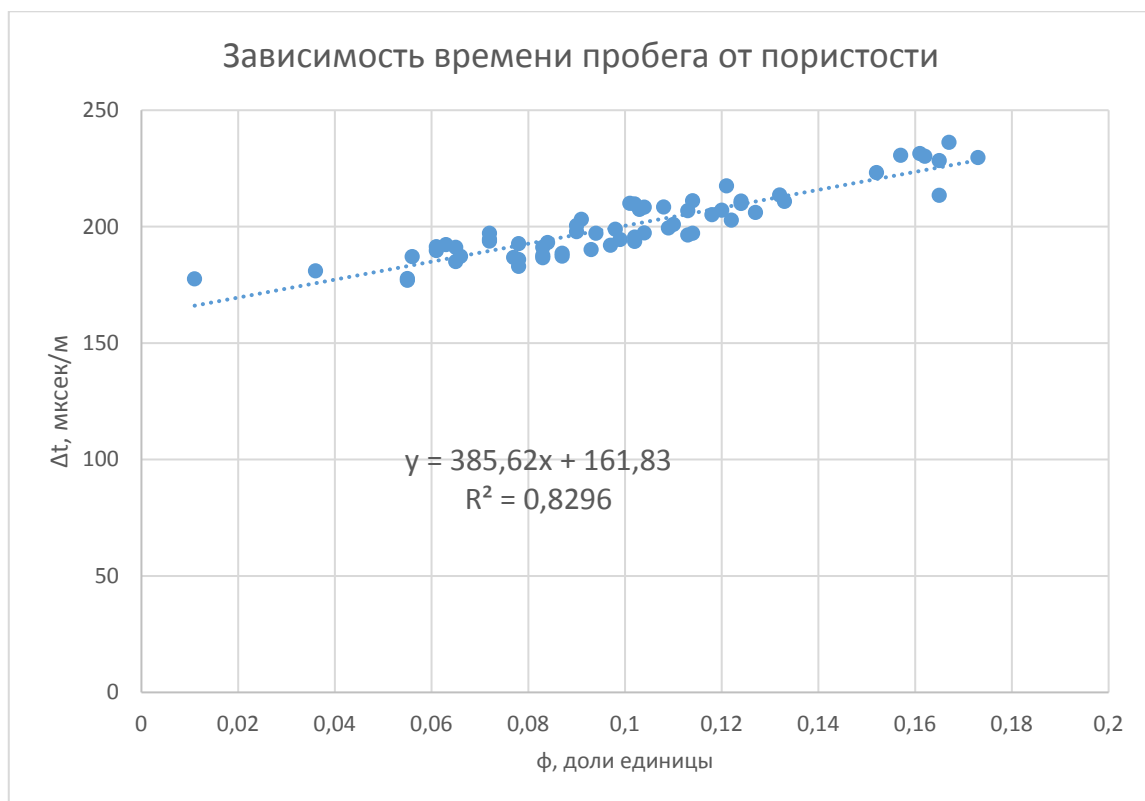


Рисунок 3.4 – Зависимость $V_p=f(\varphi)$

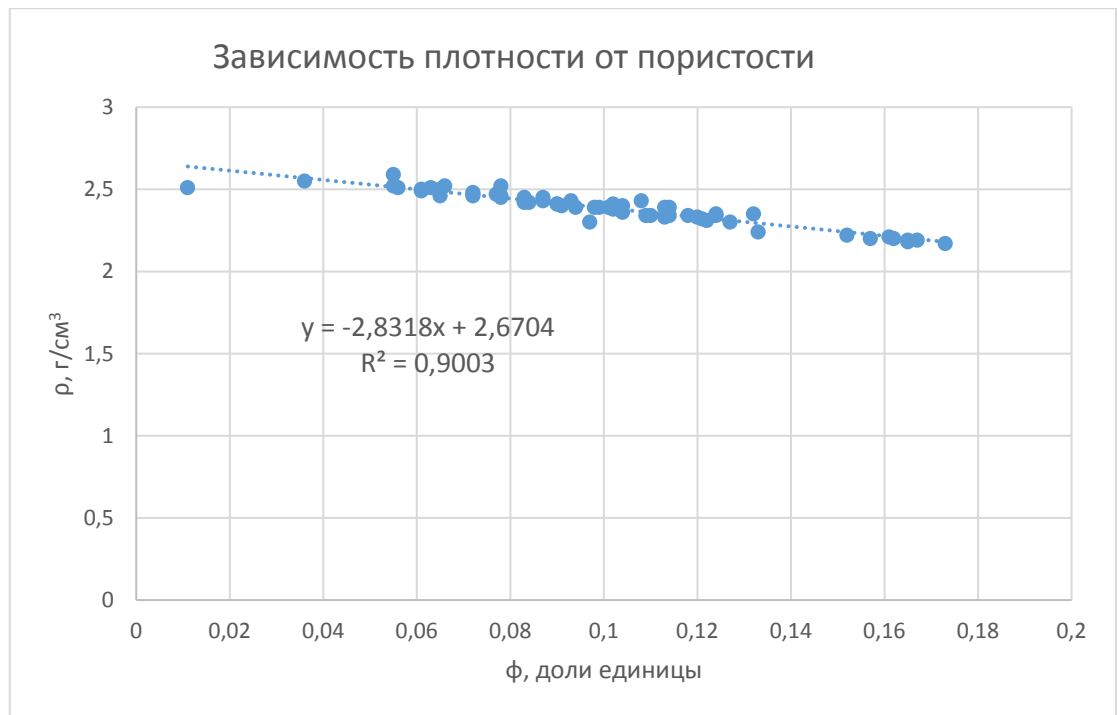


Рисунок 3.5 – Зависимость $\rho=f(\varphi)$

По приведенным выше зависимостям получены следующие константы (Таблица 3.2)

Таблица 3.2 – Результаты оценки основных петрофизических параметров

ρ_{ma} , г/см ³	Δt_{ma} , мкс/м	a	m	b	n
2,670	161,83	0,886	1,742	1	1,783

Фильтрация флюида в пласте моделировалась на основе определенных кривых фазовых проницаемостей (Рисунок 3.6).

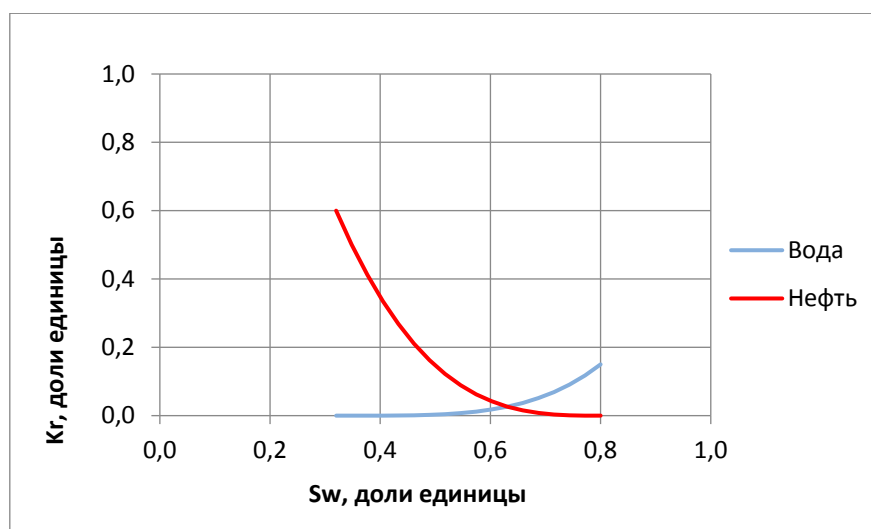


Рисунок 3.6 – Кривые фазовых проницаемостей

3.2 Обработка гидродинамических исследований скважин

Скважина У отработала 177 часов на разных режимах с разными дебитами. Перед остановкой скважина работала на режиме на штуцере диаметром 4 мм с дебитом 33,2 м³/сут. Данные забойного давления, измеренные после остановки скважины на исследование КВД, представлены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Данные измерения забойного давления

Время t, мин	Давление на забое P, атм
0	239
30	258,6
240	265,3
1200	273,6
1500	275
1680	275,7
1800	275,8
1980	275,9

По полученным данным был построен диагностический график (Рисунок 3.7) для дальнейшей оценки свойств коллектора.

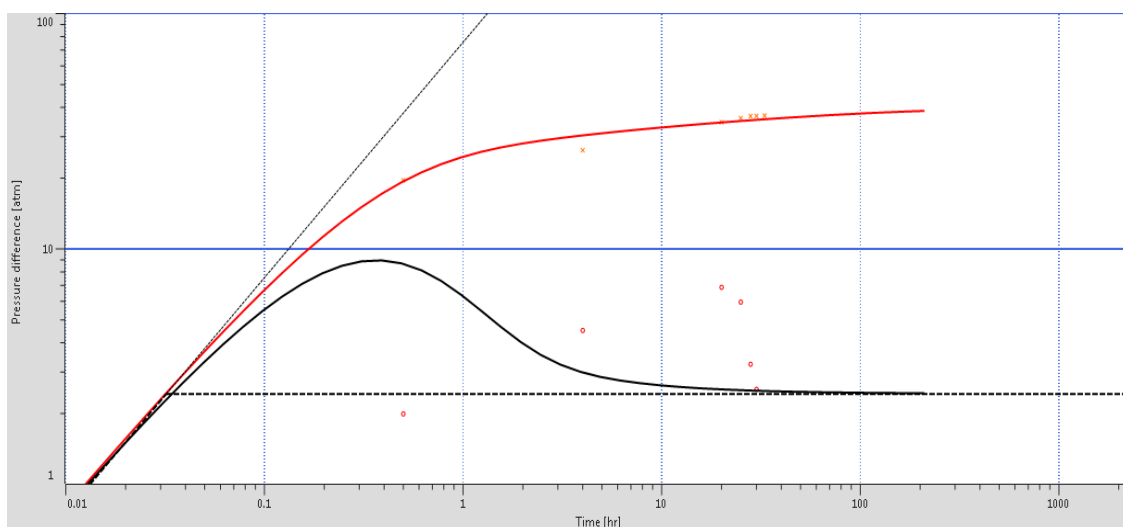


Рисунок 3.7 – Диагностический график скважины Y

Легко заметить, что данные на графике не ложатся на линию единичного наклона, что в свою очередь может свидетельствовать о неточности полученных данных. Также сложности интерпретации добавляет и тот факт, что на диагностическом графике отсутствует характерный признак радиального притока («полка производной»). При интерпретации использовалось допущение о том, что радиальный приток проявился при скорее всего на последней записи давления. Для оценки пластового давления был построен график Хорннера (Рисунок 3.8). Данные, полученные при интерпретации ГДИС, указаны в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты интерпретации данных ГДИС по скважине X

Название параметра	Значение
Модель	Однородный бесконечный пласт
Пластовое давление	282 атм
Проницаемость	33,95 мД
Скин	0,1

Величина скина здесь носит оценочный характер в связи с отмеченной выше неточностью данных записи давления в процессе остановки скважины.

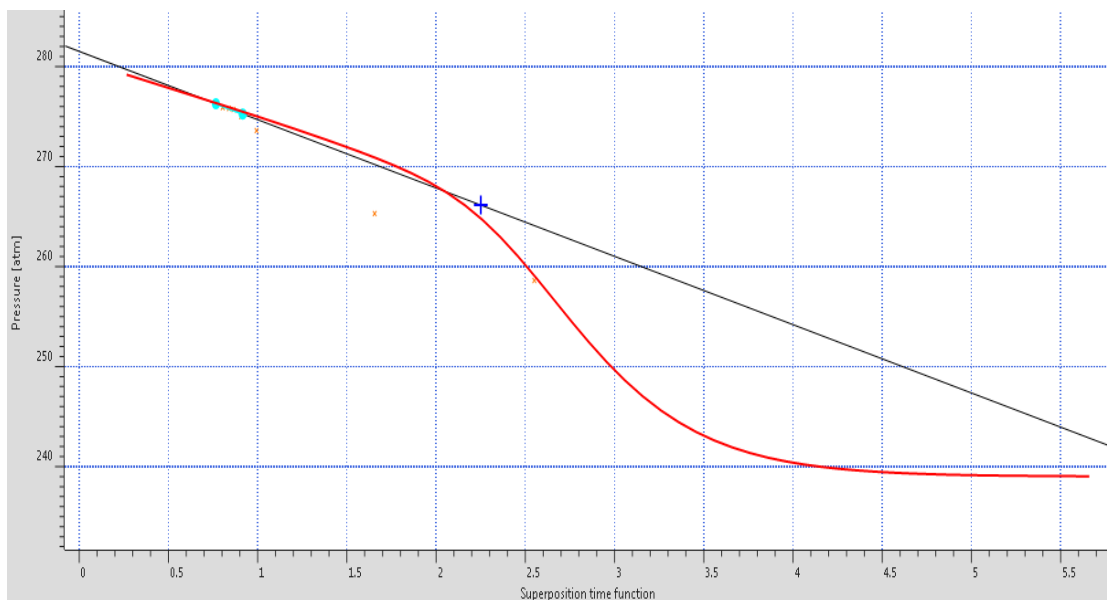


Рисунок 3.8 – График Хорнера для скважины X

3.3 Обработка геофизических исследований скважин

В скважине Y был проведен стандартный комплекс ГИС, информация по которому интерпретировалась далее. Рабочий планшет показан на Рисунке 3.9.

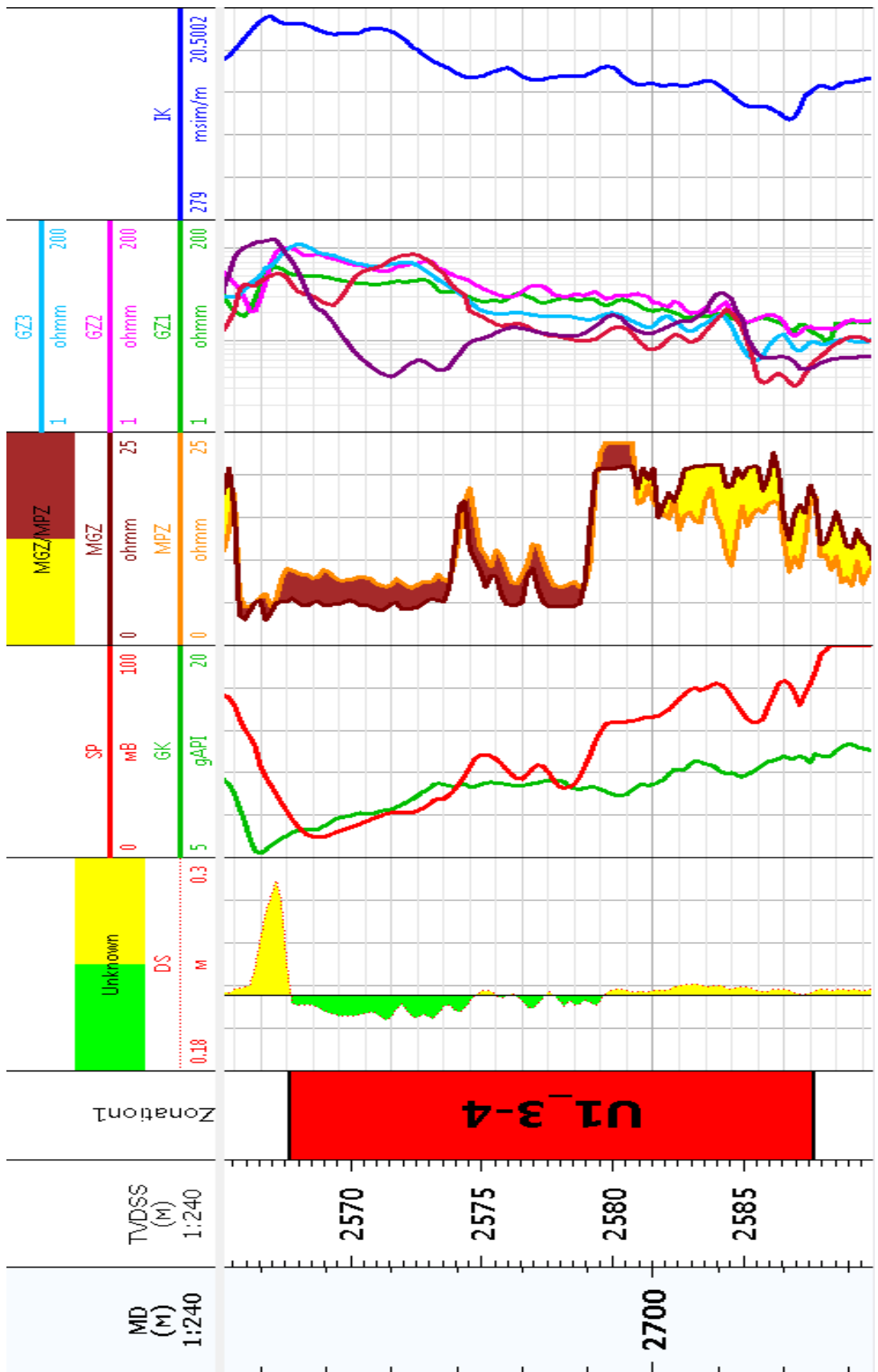


Рисунок 3.9 – Каротажные кривые ГИС, использованные при интерпретации

Глинистость была определена по нескольким моделям: по каротажу ПС и по каротажу ГК по следующим формулам:

1. Для определения глинистости была выбрана модель Ларионова для консолидированных пород:

$$Vsh = 0.33 \cdot (2^{2I_{GR}} - 1), \quad (3.1)$$

где I_{GR} вычисляется по формуле:

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (3.2)$$

где GR – значение ГК в определенной точке,

GR_{min} – линия песчаника по ГК в точке 2686,5 м,

GR_{max} – линия глин по ГК в точке 2678,8 м.

2. Определение глинистости по ПС:

$$Vsh_{SP} = \frac{U_{sp} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}}, \quad (3.3)$$

где U_{sp} – значение ПС в определенной точке,

$U_{sp\ min}$ – линия песчаника по ПС в точке 2686,5 м,

$U_{sp\ max}$ – линия глин по ПС в точке 2680 м.

Результаты определения содержания глины представлены на Рисунке 3.10.

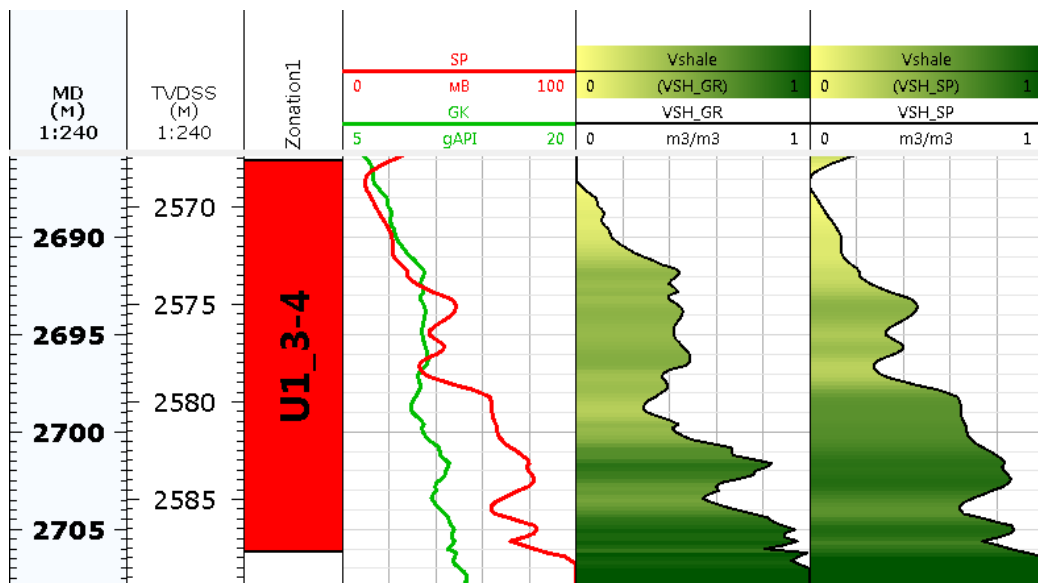


Рисунок 3.10 – Оценка глинистости по методу ГК и ПС

Разделение на коллектор и не коллектор производилось в зависимости от количества глинистого материала в нем. Для этого была построена график (Рисунок 3.11) накопленной частоты распределения глинистого материала в коллекторе и неколлекторе соответственно.

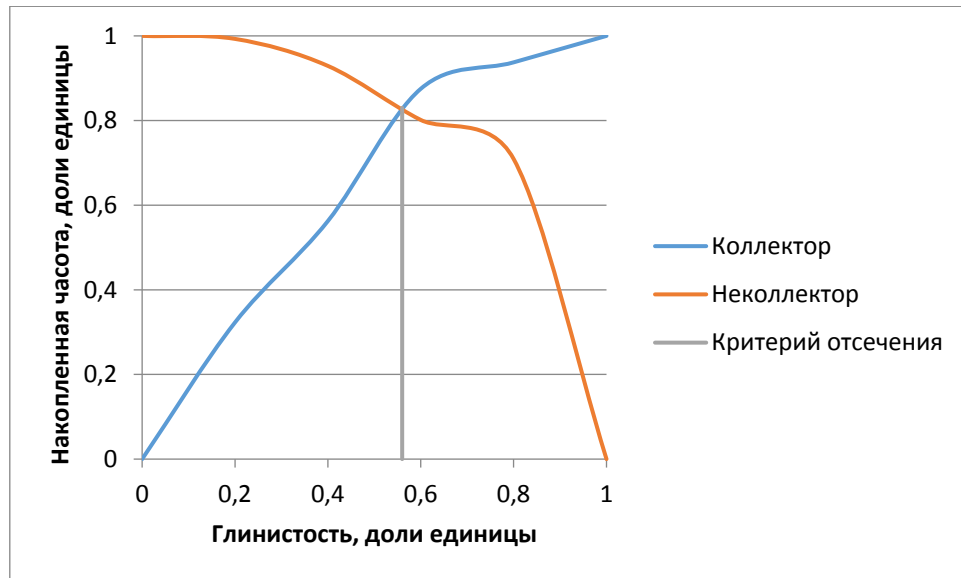


Рисунок 3.11 – Критерий отсеечения по глинистости

Из рисунка следует, что коллектором является та часть пласта, в которой количество глинистого материала в поровом пространстве не превышает 0,56.

Определение пористости производилось по данным каротажей АК. Общая пористость по АК определена по следующей формуле:

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (3.4)$$

где Δt_{log} – значение, снятое с АК в измеряемой точке,

Δt_{ma} – время пробега в матрице,

Δt_f – время пробега во флюиде.

Интегральное время пробега волн во флюиде выбрано равным 609 мкс/м исходя из того, что буровой раствор пресный.

Эффективная пористость с поправкой на глинистость определена по следующей формуле:

$$\phi_{ef} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (3.5)$$

где Δt_{sh} - время пробега волн в глинах,

V_{sh} – время пробега в матрице.

Δt_{sh} определено в интервале глин на глубине 2772 м.

V_{sh} выбрана по модели Ларионова для консолидированных пород в виду лучшей сходимости.

Для оценки качества результатов интерпретации пористости была построена зависимость пористости, определенной по исследованиям кернового материала, от пористости, определенной в ходе интерпретации ГИС. Результат сравнения показан на Рисунках 3.12 и 3.13. Очевидно, что данная интерпретация может быть использована далее при построении геологической модели ввиду того, что коэффициент корреляции сравниваемых величин равна 0,84.

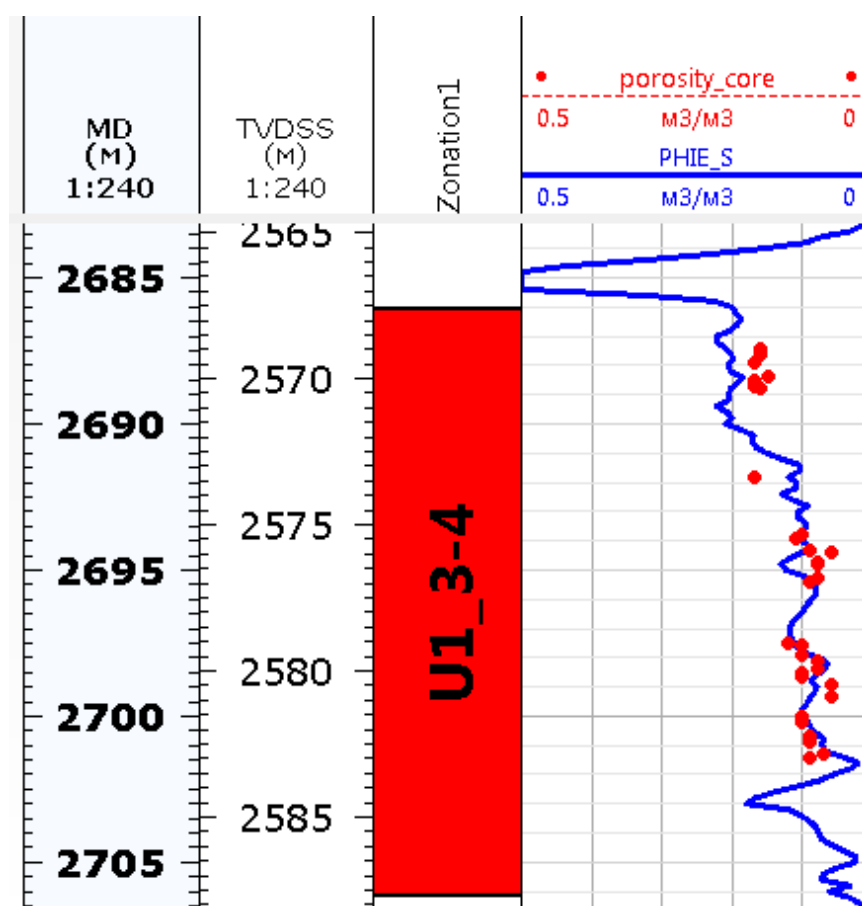


Рисунок 3.12 – Сравнение пористости пористости, определенной по ГИС и по исследованиям керна

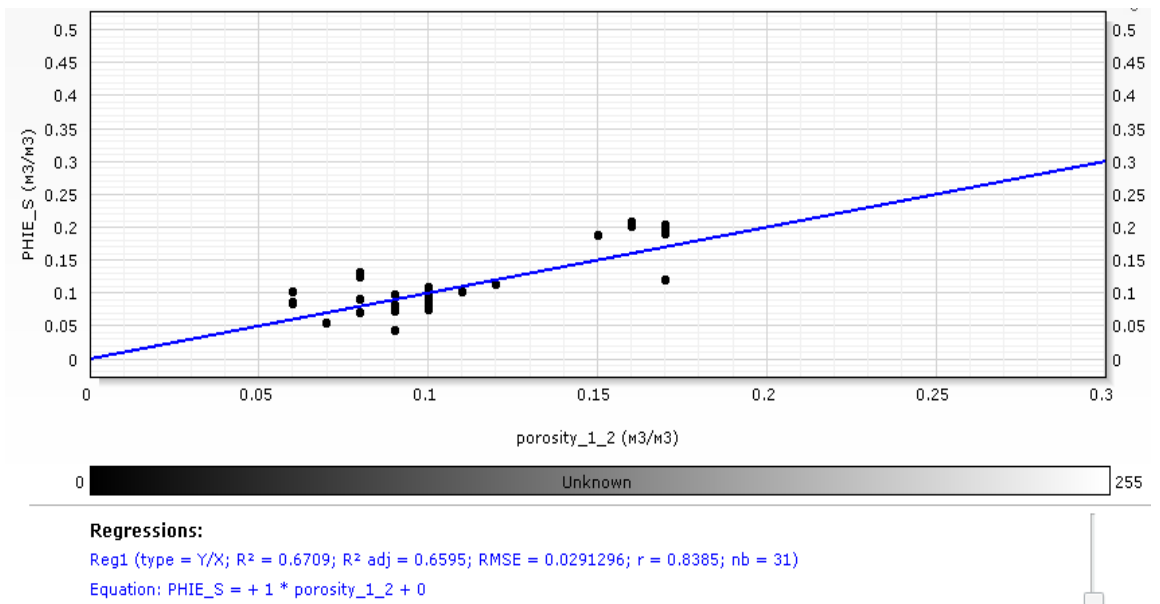


Рисунок 3.13 – Кросс-плот сравнения пористости, определенной по ГИС и по исследованиям керна

Для определения критерия отсечения по пористости была найдена зависимость динамической пористости от пористости (Рисунок 3.14). Из рисунка видно, что для коллектора значения пористости должны быть выше 0,084.

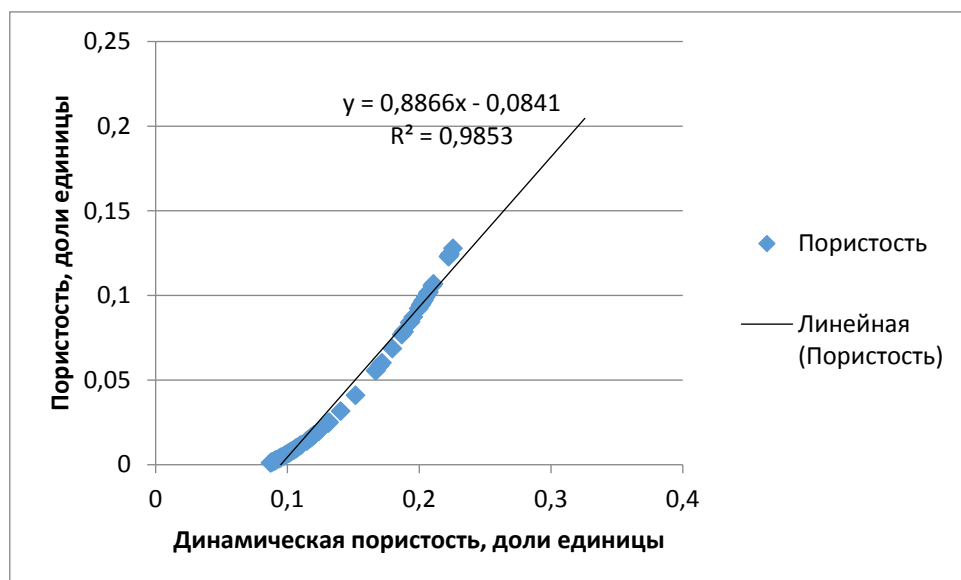


Рисунок 3.14 – Зависимость между пористостью и динамической пористостью

Динамическая пористость определяется по следующей форме:

$$\varphi_d = \varphi_{ef} - S_{wc} - S_{or} , \quad (3.6)$$

где φ_d – динамическая пористость, доли единицы;

φ_{ef} – эффективная пористость, доли единицы;

S_{wc} – насыщенность связанной водой, доли единицы;

S_{or} – остаточная нефтенасыщенность, доли единицы.

Связанная водонасыщенность пересчитана для каждого значения пористости по зависимости $S_{wc}(\varphi)$ (Рисунок 3.15).

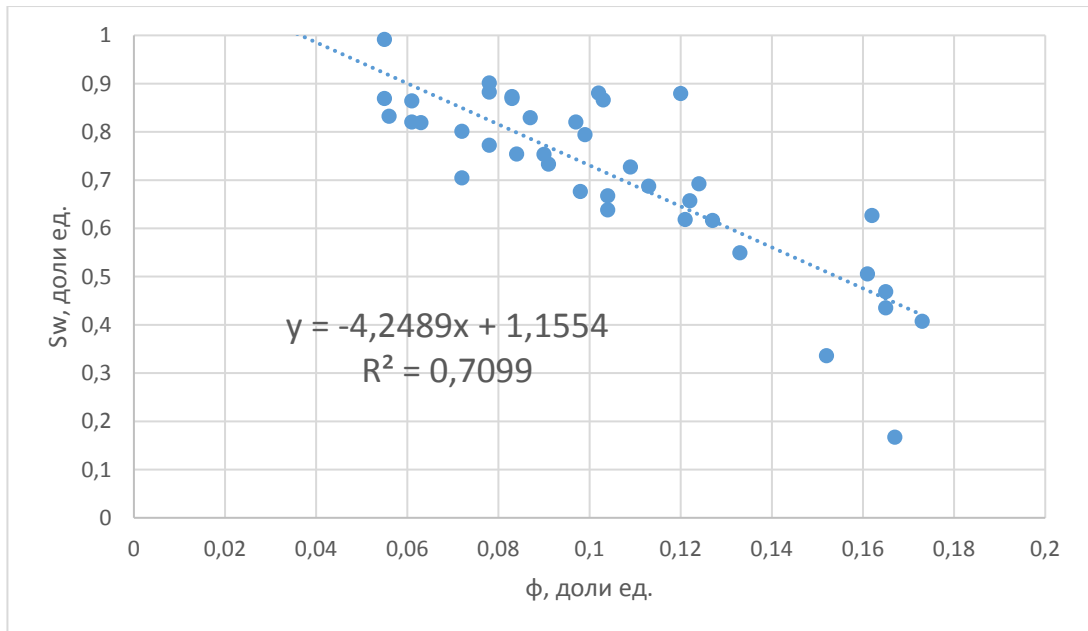


Рисунок 3.15 – Зависимость связанной водонасыщенности от пористости

Остаточная нефтенасыщенность была взята с Рисунка 3.6 и равна 0,2.

Следующим шагом было определение проницаемости. Для этого использовалась зависимость проницаемости от пористости указанная ранее на Рисунке 3.1. Указанная выше зависимость имеет следующий вид:

$$K = 0,0046 \cdot e^{33,93 \cdot \varphi_{ef}} , \quad (3.7)$$

где K – проницаемость горной породы, мД.

Далее производился подсчет проницаемости по зависимости от пористости и ее дальнейшее сравнение с проницаемостью, полученной в результате керновых исследований. Для этого были построены график с кривой проницаемости на планшете (Рисунок 3.16) и кросс – плот для сравнения (Рисунок 3.17).

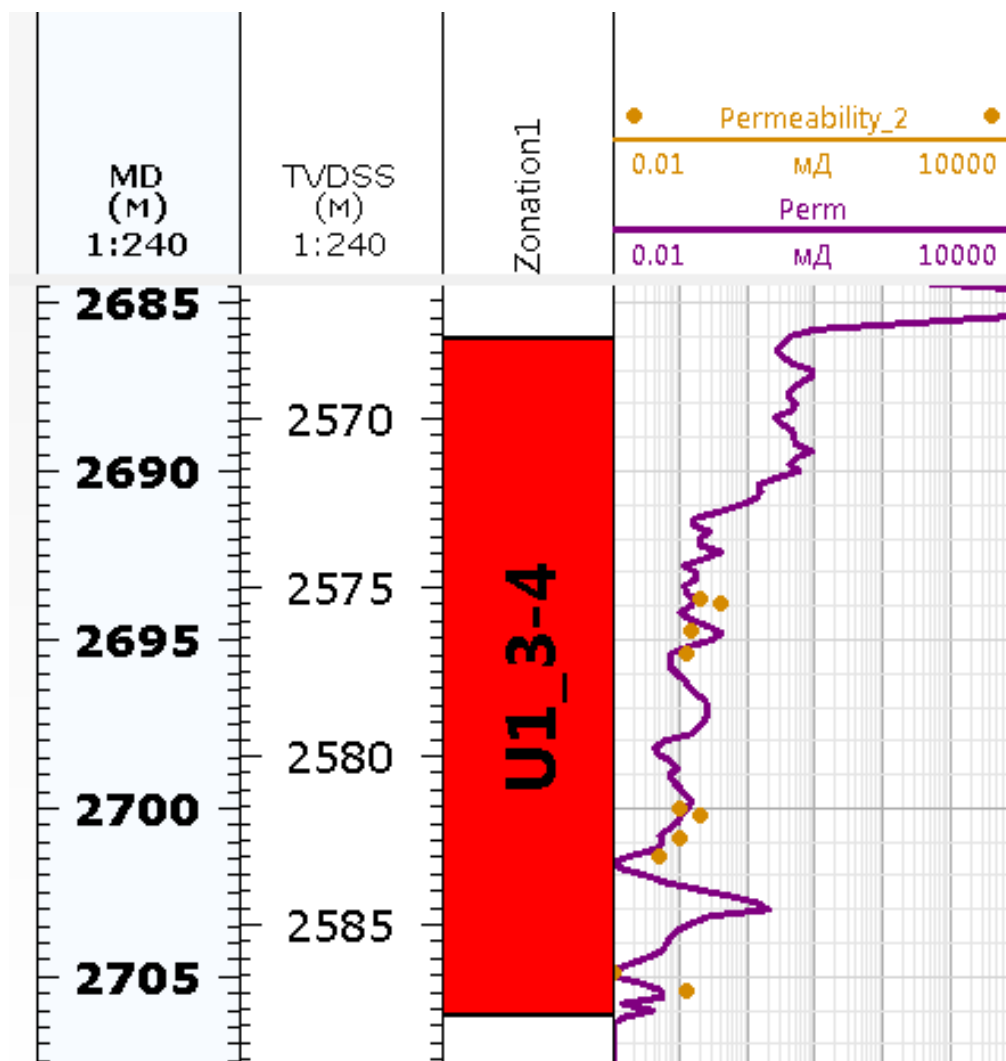


Рисунок 3.16 – Сравнение пористости проницаемости, определенной по ГИС и по исследованиям керна

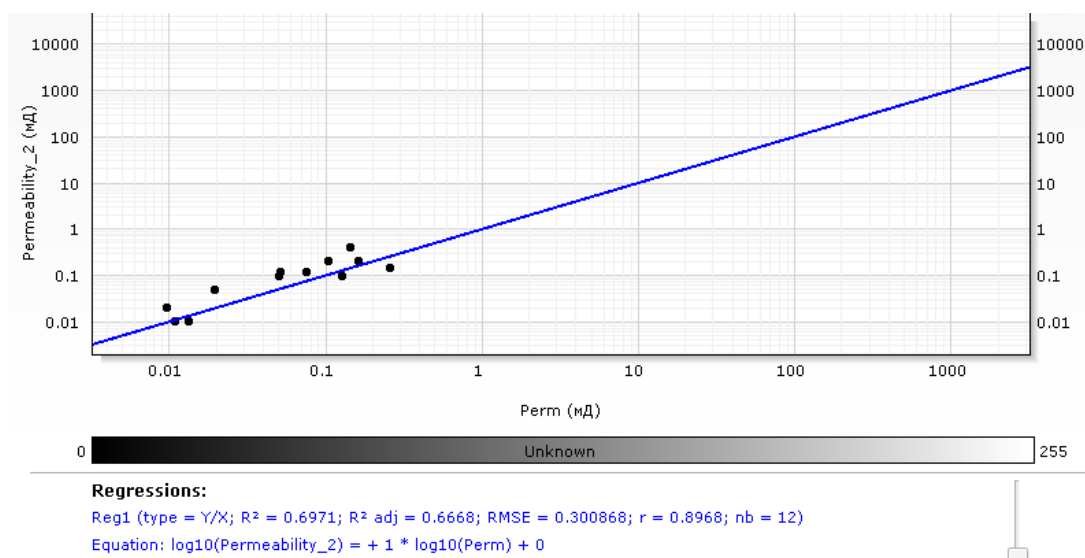


Рисунок 3.17 – Кросс–плот сравнения проницаемости, определенной по ГИС и по исследованиям керна

После этого были сравнены между собой проницаемость, полученную по ГИС, с проницаемостью, полученной при интерпретации ГДИС. Результаты данного сравнения представлены в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Сравнение результатов оценки величины проницаемости по ГДИС и ГИС

Проницаемость по ГДИС, мД	Проницаемость по ГИС, мД		
	Среднее арифметическое	Среднее геометрическое	Среднее гармоническое
33,95	5,36	0,46	0,17

Легко заметить, что значения проницаемости не совпадают. Это может быть связано с тем, что в верхней части разреза с улучшенными коллекторскими свойствами отсутствовали данные по оценке проницаемости. В связи с этим проницаемость, рассчитанная по ГИС, является заниженной. Исходя из этого зависимость пористость – проницаемость, полученная по керновым материалам, должна быть пересмотрена с целью увеличения проницаемости.

Следующим шагом была оценена водонасыщенность. Для этого использовалась формула Дахнова – Арчи:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{ab}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t}} \quad (3.8)$$

где a , b , m , n – коэффициенты уравнения, определенный в таблице 3.2,
 R_w – сопротивление пластовой воды,
 R_t – сопротивление пласта.

Значение R_w выбрано исходя из данных по степени минерализации воды (Рисунок 3.18 и Рисунок 3.19), а за R_t приняты показания индукционного каротажа, с введенными поправками за скин-эффект и пересчитанный на сопротивление.

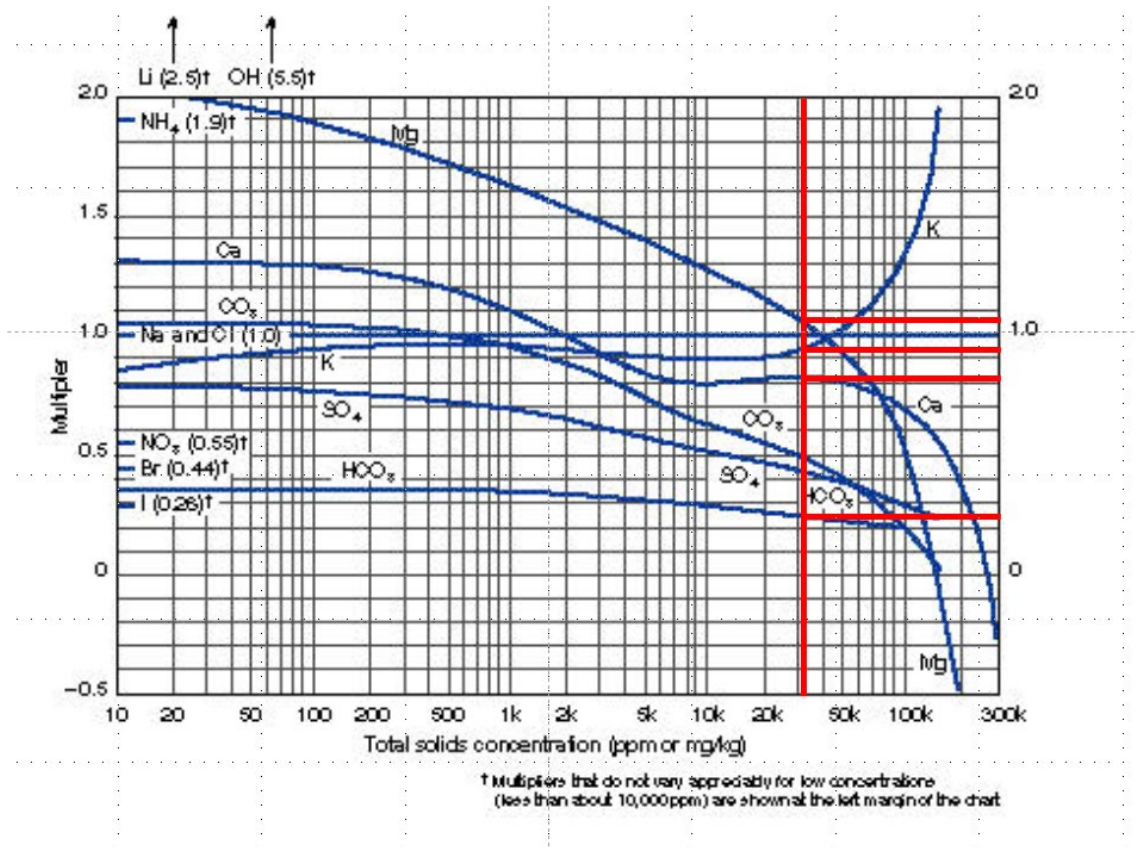


Рисунок 3.18 - Определение электрического сопротивления воды

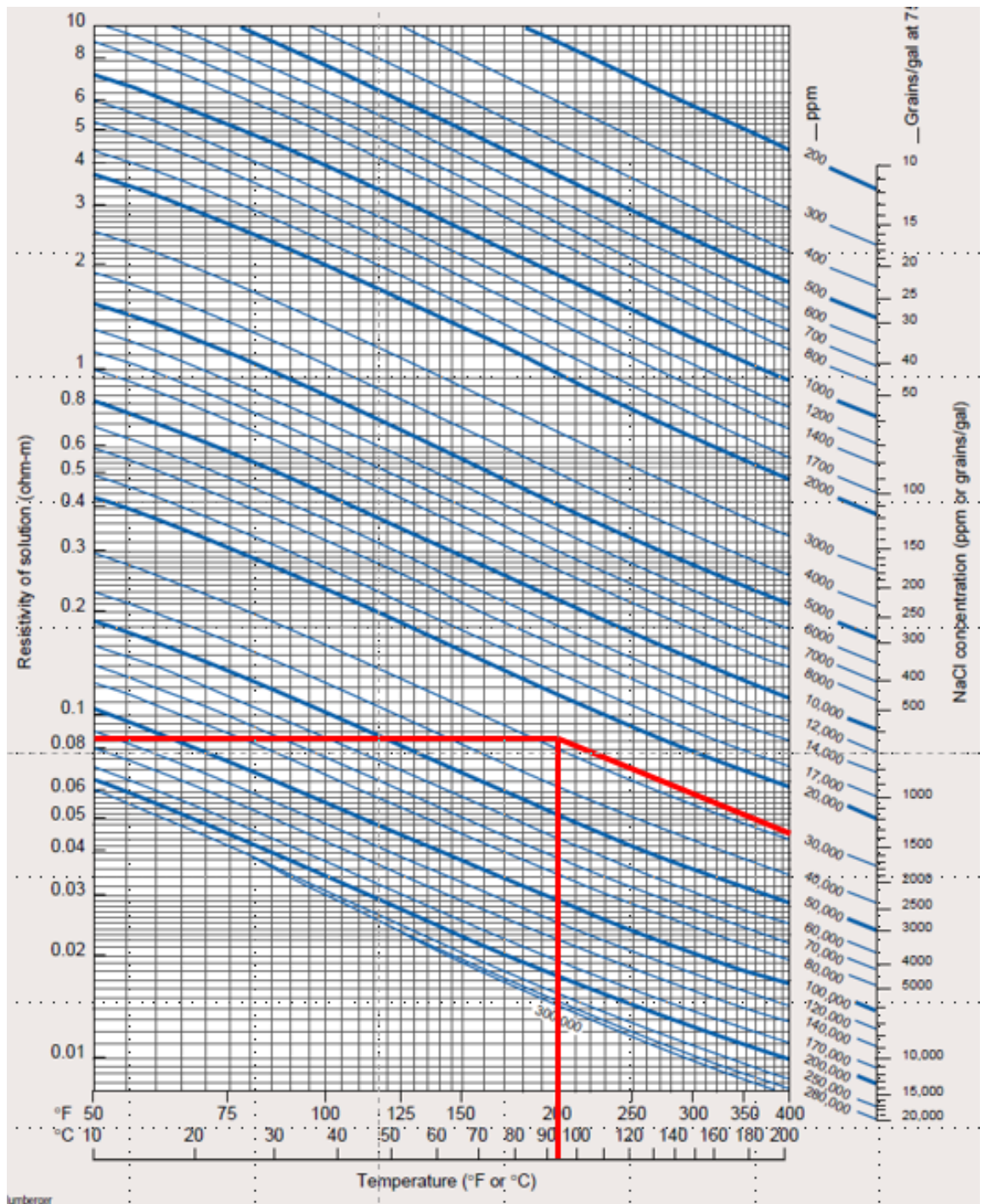


Рисунок 3.19 - Определение электрического сопротивления воды

Сопротивление пластовой воды составляет 0,086 Ом.

Результаты сравнения водонасыщенности, посчитанной по формуле Дахнова-Арчи с водонасыщенностью определенной по керновым исследованиям показана на Рисунке 3.20.

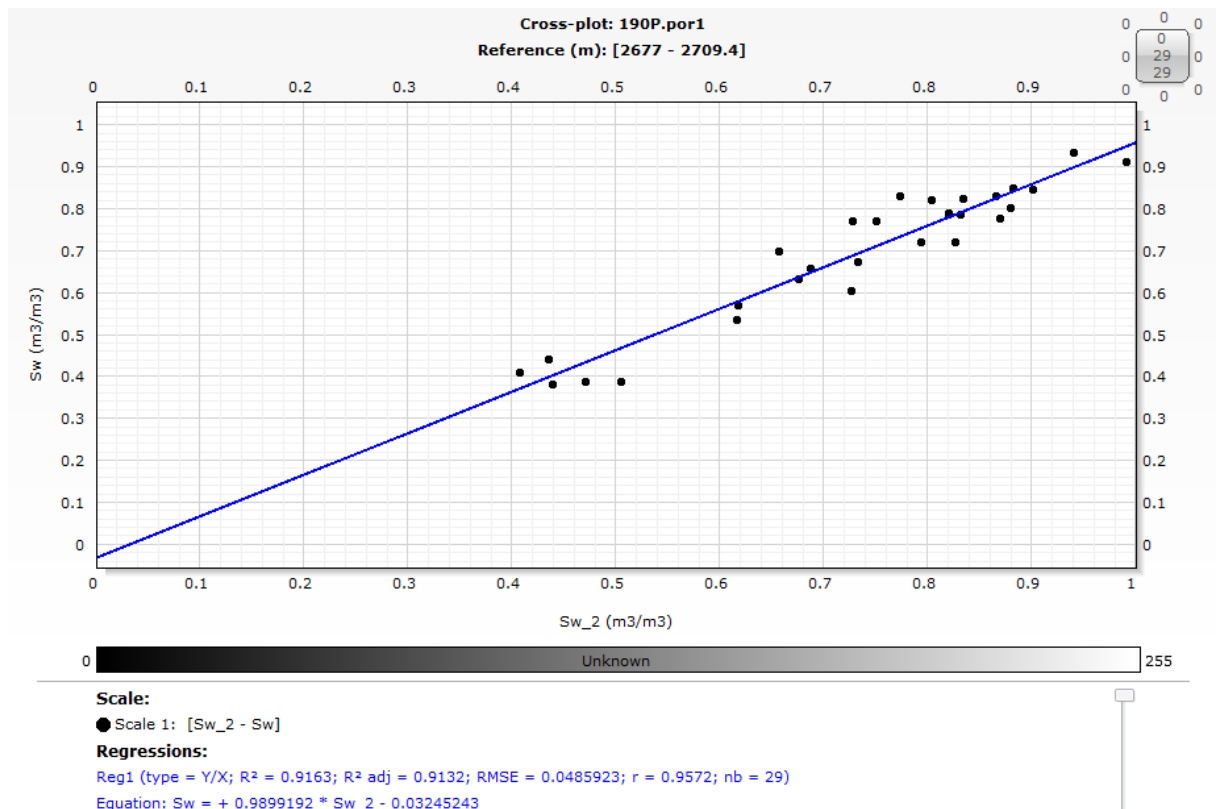


Рисунок 3.20 – Кросс-плот сравнения водонасыщенности, определенной по ГИС и по исследованиям керна

Также водонасыщенность была посчитана используя J – функцию:

$$J(S_w) = \frac{P_c(S_w) * \sqrt{k/\phi}}{\gamma * \cos\theta} = a * S_w^b, \quad (3.9)$$

где J – безразмерное давление;

S_w – насыщенность водой, доли единицы;

P_c – капиллярное давление, Па;

k – проницаемость, m^2 ;

ϕ – пористость, доли единицы;

$\gamma = 0.024 \text{ Н/м}^2$ – сила межфазного натяжение на границе раздела вода-нефть;

$\cos\theta = 0.833$ – косинус угла смачивания;

a, b – коэффициенты J-функции.

Далее безразмерное давление J пересчитывается в водонасыщенность, используя уравнение (2.9):

$$S_w = \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot h \cdot \sqrt{k/\phi}}{\gamma \cdot \cos\theta \cdot a} \right]^{-\frac{1}{b}}, \quad (3.10)$$

где ρ_w, ρ_o – плотности пластовой воды и нефти, кг/м³; h – высота над зеркалом свободной воды, м

Для нахождения уровня зеркала свободной воды был применен метод проб и ошибок, который заключается в следующем:

1. Выбирается произвольный уровень зеркала свободной воды.
2. От этого уровня строится кривая водонасыщенности используя J – функцию.
3. Полученная кривая сопоставляется с кривой водонасыщенности, рассчитанной по формуле Дахнова – Арчи.
4. Если кривые водонасыщенности совпадают в пределах погрешности, то глубина зеркала свободной выбрана верно. Если кривые не совпадают, то процедура повторяется, начиная с пункта 1 до тех пор, пока кривые не сойдутся.

Пример определение уровня зеркала свободной воды показан на Рисунке 3.21.

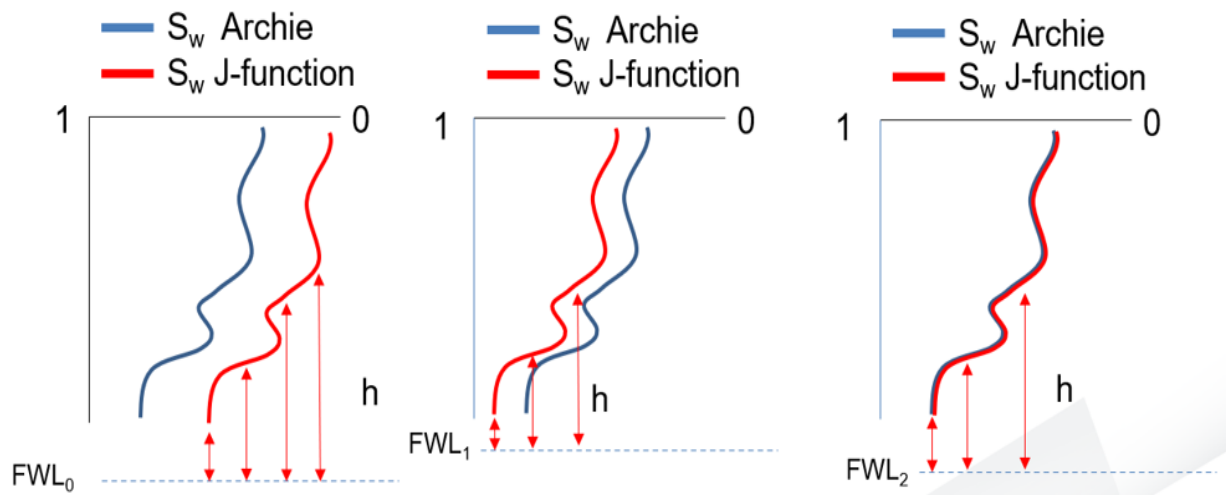


Рисунок 3.21 – Применение метода проб и ошибок для нахождения уровня зеркала свободной воды

В результате применения данного метода было установлено, что зеркало свободной воды находится на глубине 2597,2 м, а сравнение кривых водонасыщенности показано на Рисунке 3.22.

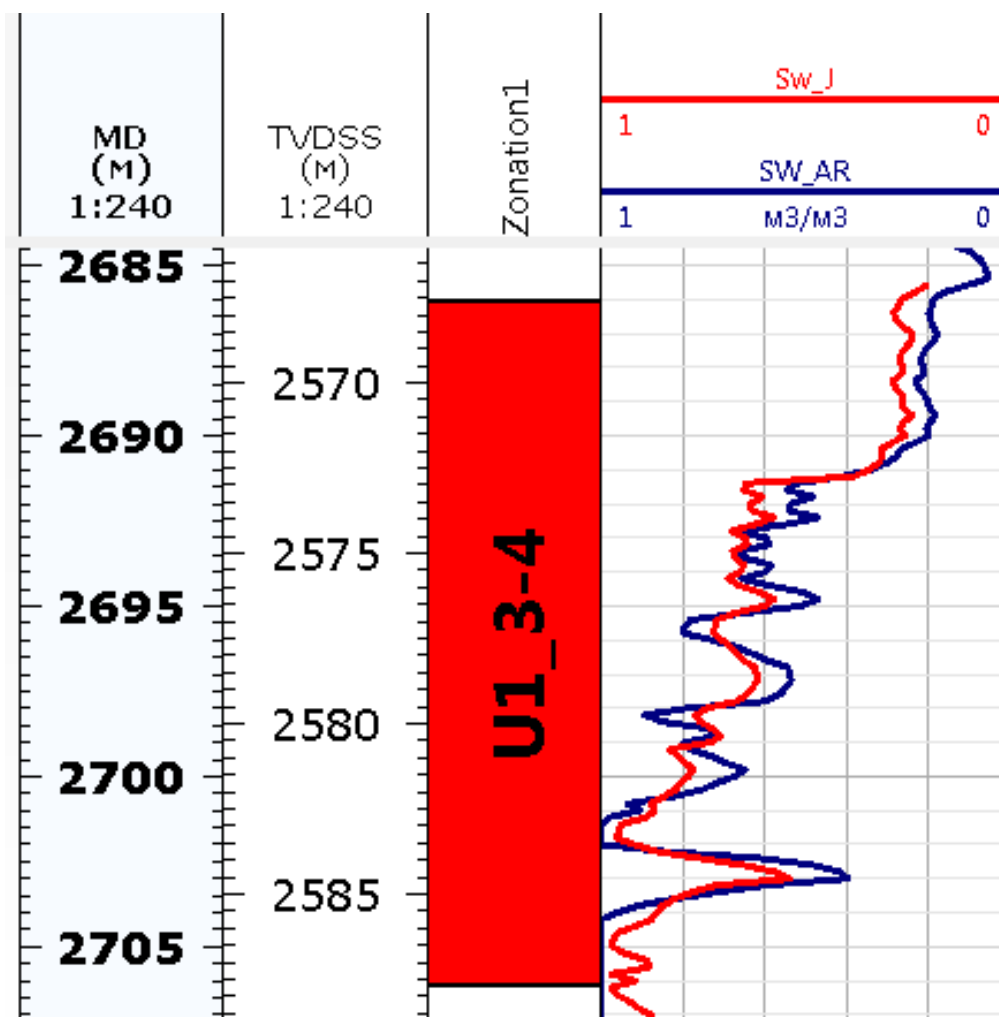


Рисунок 3.22 – Сравнение водонасыщенности, полученной по ГИС и по J – функции

Оценка критической водонасыщенности, при которой еще обводненность продукции меньше или равна 98% проводилась аналитически с построением кривой фракционного потока (Рисунок 3.23). Из рисунка видно, что при водонасыщенности более 71,5%. Это значит, что при водонасыщенности более 71,5% у нас не будет выполняться экономический критерий (не более 98% воды в потоке).

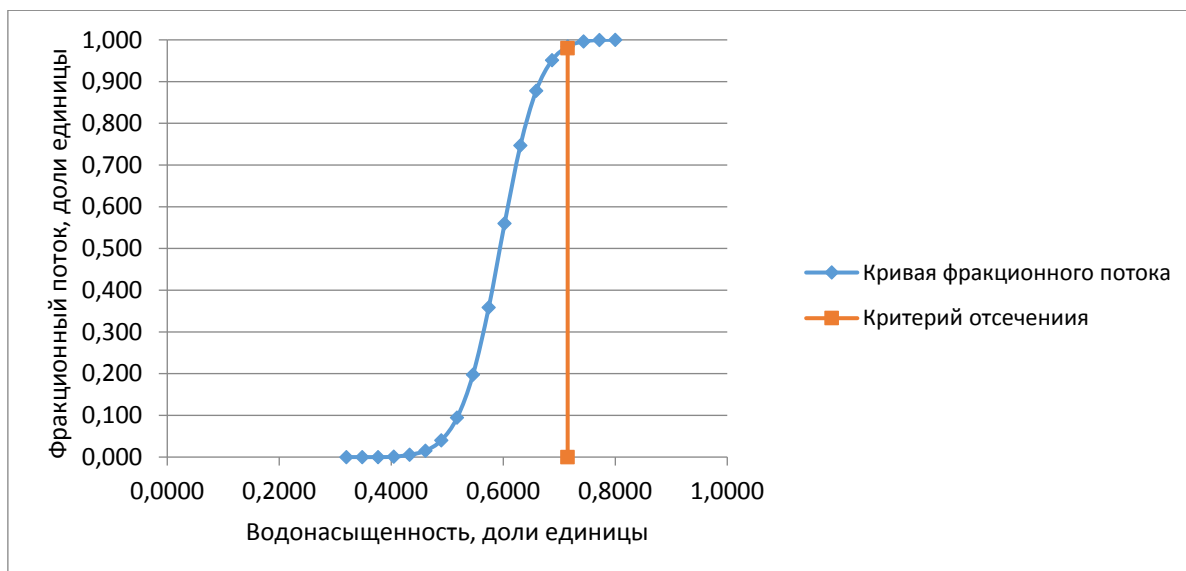


Рисунок 3.23 – Кривая фракционного потока с критерием отсечения по водонасыщенности

3.4 Физико-химические данные пластовых флюидов

Данные о физико-химических свойствах пластовой нефти и воды были проанализированы с целью подбора оптимальной модели пластовых флюидов. Для этого был использован модуль PVT дизайнера ПО «tNavigator». Результаты полученной модели показаны в Таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Физико-химические свойства пластовых флюидов на основе выбранной модели

Давление насыщения, атм	40
Пластовое давление, атм	282
Вязкость нефти при давлении насыщения, мПа·с	0,75
Вязкость нефти при начальном пластовом давлении, мПа·с	1,48
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	8,68
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	784,83
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	857,45
Объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения, м ³ /м ³	1,15
Объемный коэффициент пластовой нефти при начальном пластовом давлении, м ³ /м ³	1,13
Газовый фактор, м ³ /т	24.18

Сжимаемость нефти, E-05 1/атм	8,68
Плотность газа при атмосферном давлении, кг/м ³	1,24
Концентрация солей в воде, ppm	29957.00

При моделировании свойств были использованы следующие зависимости:

1. Для объемного коэффициента нефти использовалась зависимость Galso (1980).

2. Для вязкости использовалась зависимость Hanafy et al (1997).

Зависимость вязкости и объемного коэффициента нефти от давления, использованные в гидродинамической модели, показаны на Рисунке 3.24.

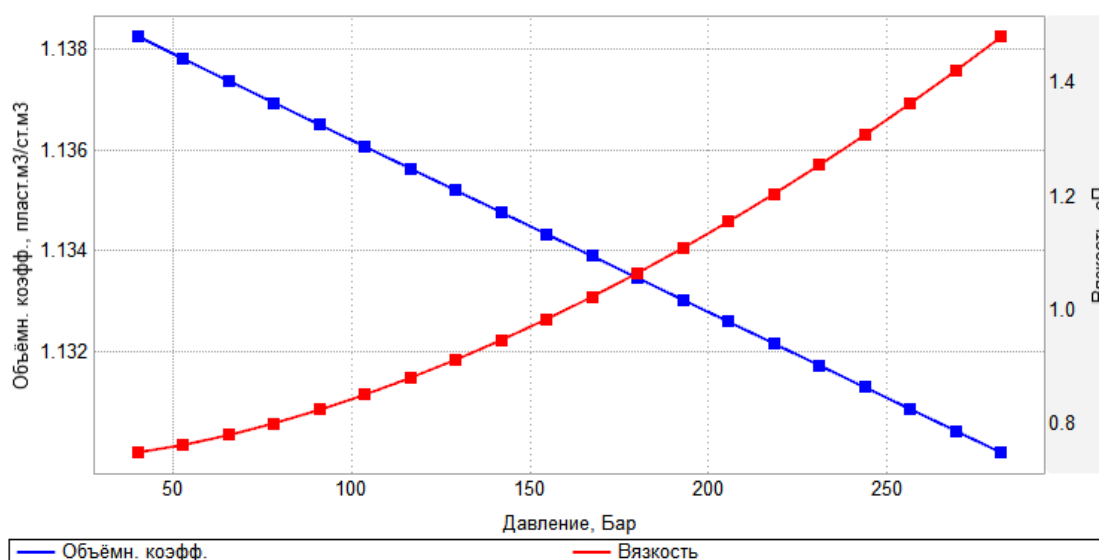


Рисунок 3.24 – Зависимость объемного коэффициента нефти и вязкости от давления

3.5 Построение гидродинамической модели

В данной работе была построена секторная гидродинамическая модель месторождения К размерами 5,5x5,7 км, при построении которой были использованы данные, приведенные в этой главе ранее. Размеры ячейки модели составляют 150x150x0,5 м, а общее количество ячеек составляет 59280. В модели моделировался только пласт Ю1³⁻⁴. В качестве граничных

поверхностей использовалась сейсмическая отражающая поверхность, соответствующая подошве баженовской свиты.

Корреляция свойств с расстоянием по вертикали была оценена с помощью вариограмм. На Рисунке 3.25 показан пример вариограммы для пористости. Из рисунка следует, что с величиной шага 0,2 м пористость имеет тренд в пределах 3,4 м в вертикальном направлении.

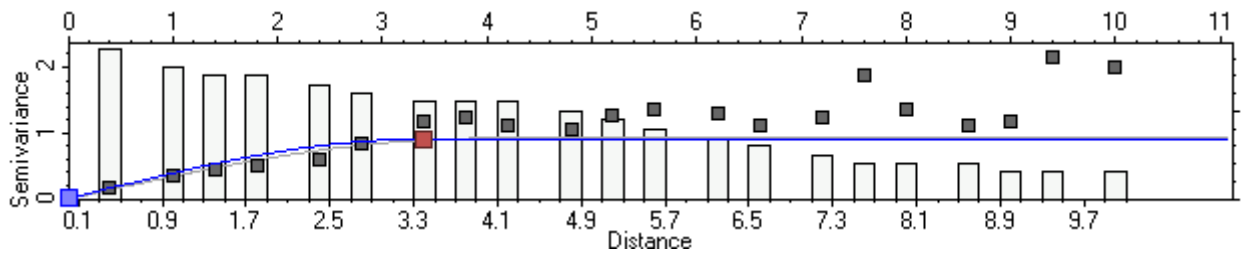


Рисунок 3.25 – Вариограмма для распределения пористости

Насыщенность в модели пересчитывалась при помощи J-функции используя ранее указанные данные. В результате были получены следующие карты распределения свойств (Рисунки 3.26 – 3.30):

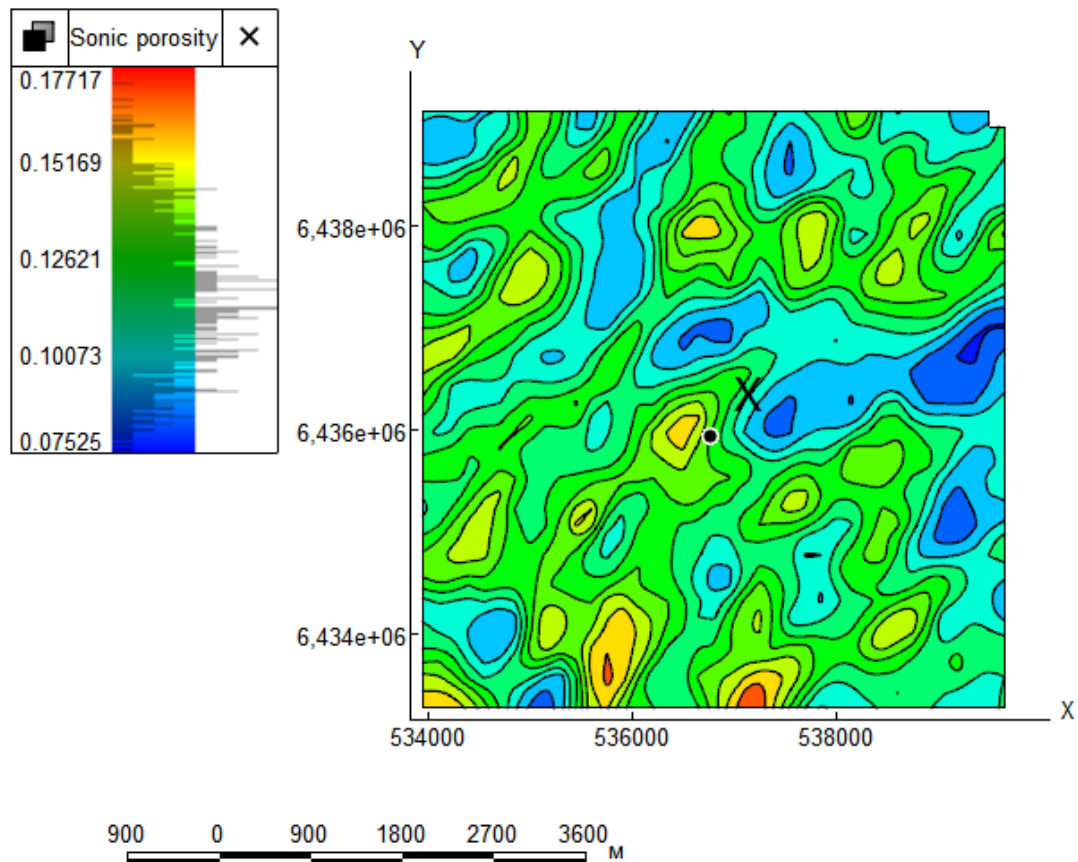


Рисунок 3.26 – Карта пористости участка месторождения К

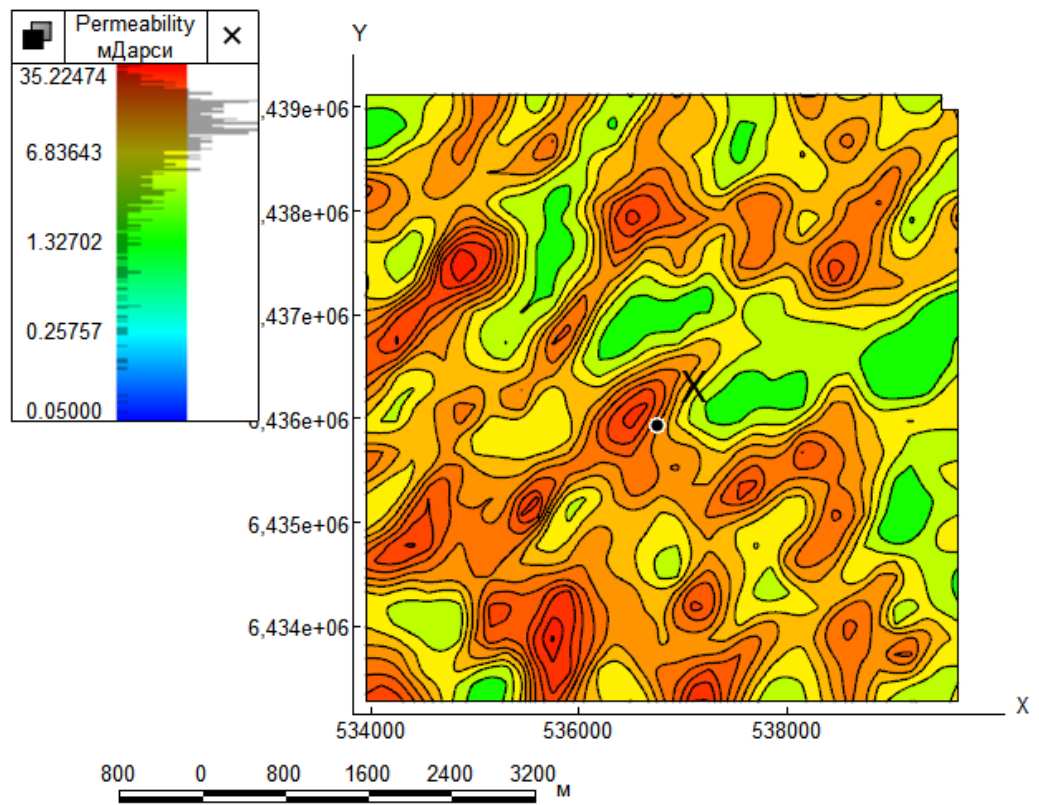


Рисунок 3.27 – Карта проницаемости участка месторождения К

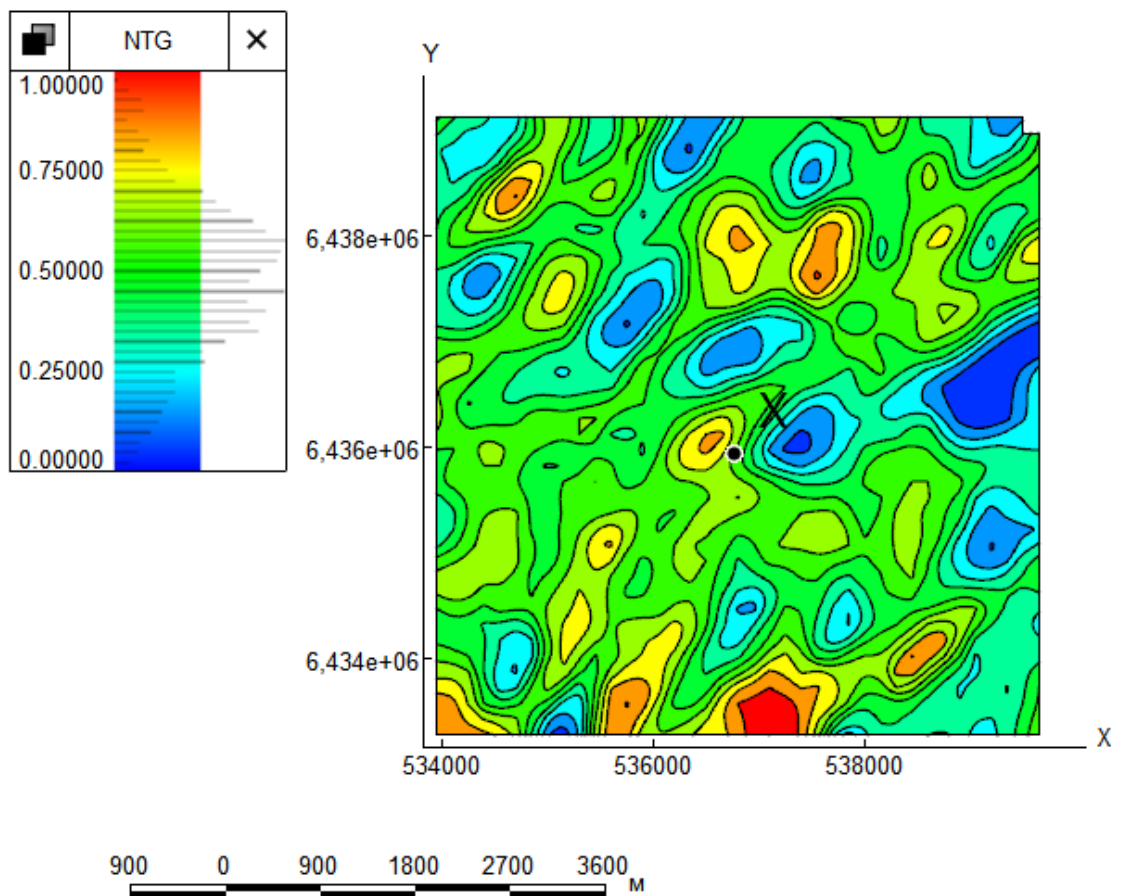


Рисунок 3.28 – Карта песчаности участка месторождения К

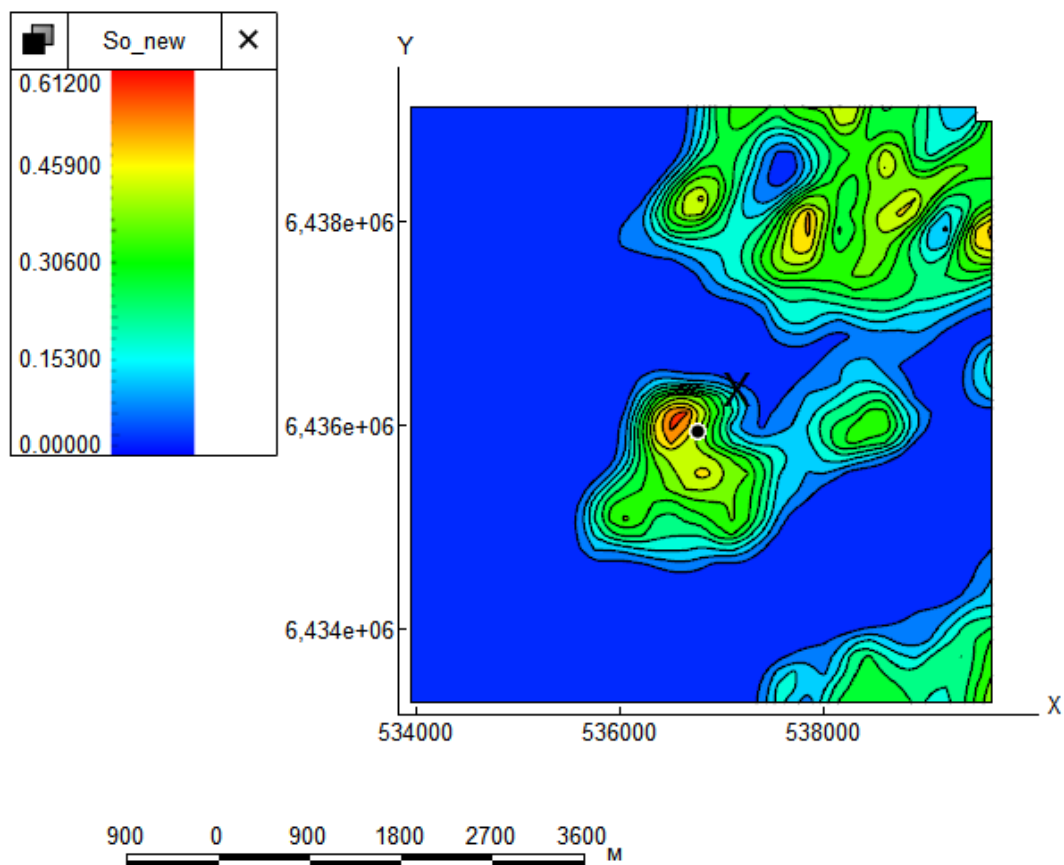


Рисунок 3.29 – Карта нефтенасыщенности участка месторождения К

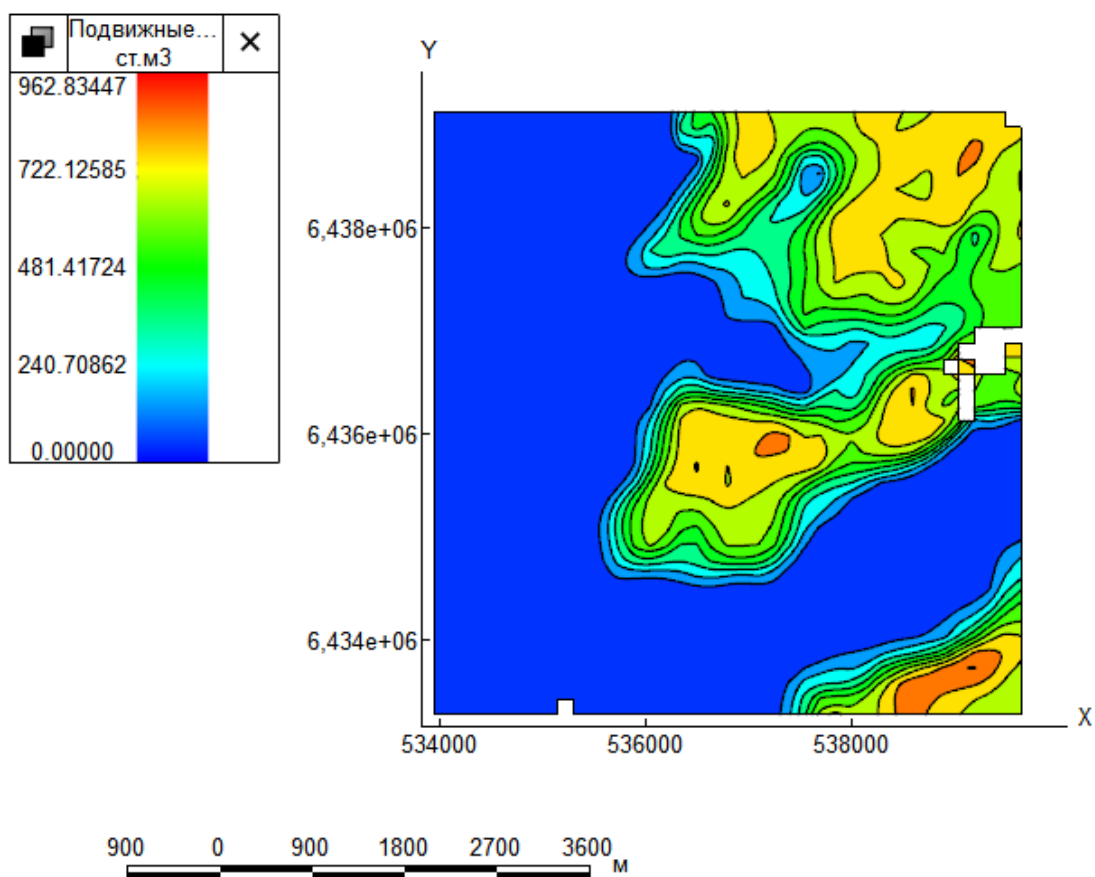


Рисунок 3.30 – Карта подвижных запасов участка месторождения К

4. ПОДГОТОВКА АЛГОРИТМА И МОДЕЛИ ДЛЯ ЕГО ВЫПОЛНЕНИЯ

4.1 Подготовка алгоритма

Для создания и автоматизации алгоритма был выбран язык программирования Python, основываясь на следующих особенностях:

- относительно простой синтаксис языка;
- большое количество встроенных библиотек с уже готовыми функциями, использование которых ускоряет процесс создания кода в несколько раз;
- обновляемая техническая документация, к которой можно обратиться в случае проблем с реализацией;
- большое общество разработчиков, к которому тоже можно обратиться с возникшими вопросами.

Однако стоит заметить, что в дальнейшем скорее всего возникнет необходимость переписки кода программы на язык программирования C++. Это связано с тем фактом, что интерпретатор языка Python переводит сначала код в формат языка C++, после чего уже используется встроенный компилятор языка C++. При написании кода изначально на C++ первый шаг пропускается, что в свою очередь значительно повышает скорость выполнения программы. Еще одним преимуществом является то, что при написании кода на C++ возможно самостоятельно управлять памятью, иными словами закладывать необходимый для операции объем оперативной памяти. В результате использование программы может происходить на более слабых в плане вычислительных способностей компьютерах.

Как было сказано ранее, алгоритм работает на базе цепей Маркова, иными словами об окружающей среде должно быть известно все. В процессе выполнения работы было построено несколько цепей Маркова для различных исследований.

Сначала была создана цепь Маркова, которая необходима для подбора оптимального порядка действий при подсчете запасов, доразведке месторождения и увеличению нефтедобычи. В этом случае большинство действий, которые можно совершить на месторождении, были выбраны как действия агента, а текущее состояние месторождения описывает состояние окружающей среды. Например, есть компания, у которой есть лицензионный участок, где никакие геологоразведочные работы не проводились. В таком случае начальное состояние среды характеризуется отсутствием какой – либо информации. Из этого состояния возможны 2 последующих перехода. В первом случае проводится сейсмическая съемка, после которой агент получает некоторое количество полезной информации и переходит в состояние с уже имеющейся информацией, которую можно получить после интерпретации сейсмических данных. Среда же в свою очередь переходит в состояние, в котором на месторождении проведена сейсморазведка. Во втором случае бурится разведочная скважина, после чего агент получает информацию и переходит в новое состояние среды, в котором на лицензионном участке уже пробурена одна скважина. Дальнейшие переходы происходят по такому же принципу.

Следующие действия были выбраны в качестве действий агента:

- проведение сейсморазведки;
- отбор кернового материала;
- геофизические исследования скважин;
- гидродинамические исследования скважин (также отбор проб флюида в случае подсчета запасов);
- перфорация;
- гидроразрыв пласта;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта;
- заводнение;
- полимерное заводнение;

- закачка пара;
- закачка газа.

В результате следующая цепь Маркова (Рисунок 4.1) была построена:

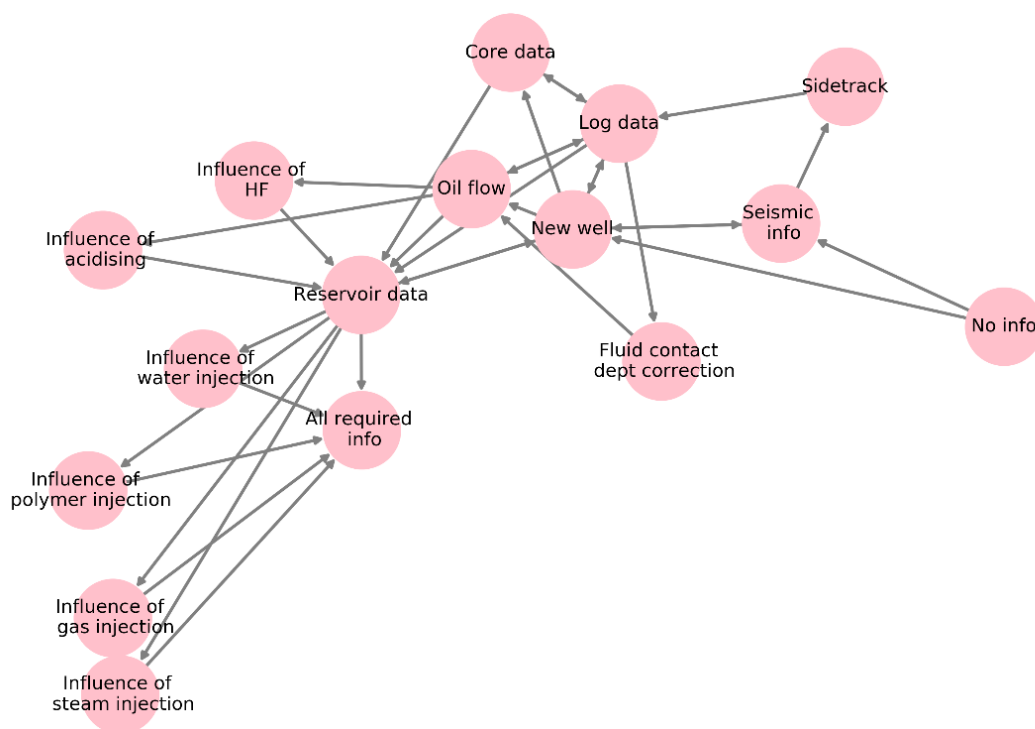


Рисунок 4.1 – Цепь Маркова для изучения месторождения

На рисунке состояния среды представлены в виде розовых кружков, а стрелки показывают возможные действия (переходы из одного состояния в другое). Перевод состояний и название действий представлены в приложении А.

При первом запуске программы инициализируется таблица с значениями q ($q = 0$), после чего q -значения пересчитываются используя уравнение оптимальности Беллмана (1.3).

Следующим шагом является выбор наград. Изначально в качестве наград рассматривалось некоторое распределение чисел в диапазоне от 0 до 1, где 1 указывала на удачный исход, а 0 – на неудачный. В последующем ожидаемая величина этой награды рассматривалась как универсальная величина награды. Однако позже выяснилось, что данный подход не совсем корректен ввиду того, что при его применении не учитываются общие

изменения ценности каждого шага после совершенных действий. В результате было принято использовать разницу ожидаемых стоимостей до и после того как было предпринято действие (со знаком минус, т.к. необходимо платить за информацию что в свою очередь можно расценивать как затраты):

$$\text{Стоимость информации} = EV_{\text{после действия}} - EV_{\text{до действия}}, \quad (4.1)$$

где EV – ожидаемая стоимость, которая вычисляется по формуле:

$$EV = p_{\text{успех}} \cdot (\text{Прибыль} + \text{Траты}) + p_{\text{неудача}} \cdot \text{Траты}, \quad (4.2)$$

где $p_{\text{успех}}$ – вероятность успешного исхода, доли единицы;

$p_{\text{неудача}}$ – вероятность неудачного исхода, доли единицы.

В процессе подсчета величины EV необходимо оценивать величину вероятности успеха и неудачи для каждого частного исследования, т.к. от величины вероятности успеха одних действий напрямую может влиять на успех других действий агента. Например, успешность поискового бурения без предварительной сейсморазведки составляет 15%, в то время как после проведения сейсморазведки вероятность бурения успешной поисковой скважины заметно увеличивается. Для подсчета такой условной вероятности необходимо использовать теорему Байеса, для которой:

$$P(A|B) = \frac{P(B|A) \cdot P(A)}{P(B)}, \quad (4.3)$$

где $P(A)$ and $P(B)$ априорные вероятности событий A и B , доли единицы;

$P(A|B)$ – вероятность события A если событие B случилось, также известная как апостериорная вероятность, доли единицы;

$P(B|A)$ – вероятность события B если событие A случилось, доли единицы.

При использовании вероятностных распределений теорема Байеса принимает следующий вид:

$$f(\theta|y) = \frac{f(y|\theta)f(\theta)}{f(y)}, \quad (4.4)$$

Также известно, что:

$$f(y) = \int f(y|\theta)f(\theta)d\theta, \quad (4.5)$$

Выражение (18) называется “marginal likelihood” для данных, что может быть переведено как граничная достоверность для данных и ведет себя как константа. Из этого следует, что:

$$f(\theta|y) \propto f(y|\theta)f(\theta), \quad (4.6)$$

Предполагая, что $f(y|\theta)$ и $f(\theta)$ имеют нормальное распределение, апостериорное среднее μ_n и дисперсия r_n могут быть посчитаны следующим образом (при условии неоднократных наблюдений):

$$\mu_n = \frac{\frac{\mu_0}{r_0^2} + n \cdot \frac{\bar{\mu}}{\sigma^2}}{\frac{1}{r_0^2} + \frac{n}{\sigma^2}}, \quad (4.7)$$

$$\frac{1}{r_n^2} = \frac{1}{r_0^2} + \frac{n}{\sigma^2}, \quad (4.8)$$

где μ_0 и r_0 среднее и дисперсия априорной оценки $f(\theta)$ функции;
 $\bar{\mu}$ и σ среднее и дисперсия наблюдения $f(y|\theta)$ функции.

Для указанного выше примера с сейсморазведкой и бурением поисковой скважины теорема Байеса примет следующий вид:

$$P(\text{бурение}|\text{сейсморазведка}) = \frac{P(\text{сейсморазведка}|\text{бурение}) \cdot P(\text{бурение})}{P(\text{сейсмика})} \quad (4.9)$$

Порядок действий при работе:

1. Создание цепи Маркова исходя из марковского процесса принятия решений.
2. Выбор состояний и действий, связанных только с целью исследований.
3. Создание связей между соответствующими состояниями.
4. Выбор и подсчет наград, исходя из цели исследований.
5. Создание программного кода основанного на уравнении Беллмана.

6. Тренировка агента.
7. Получение графического представления оптимальной стратегии принятия решений.

4.2 Подготовка модели для определения рейтинга бурения

Для определения оптимальной очередности бурения скважин был выделен участок секторной гидродинамической модели месторождения К, на котором было добавлено 10 добывающих и 12 нагнетательных скважин (Рисунок 4.2).

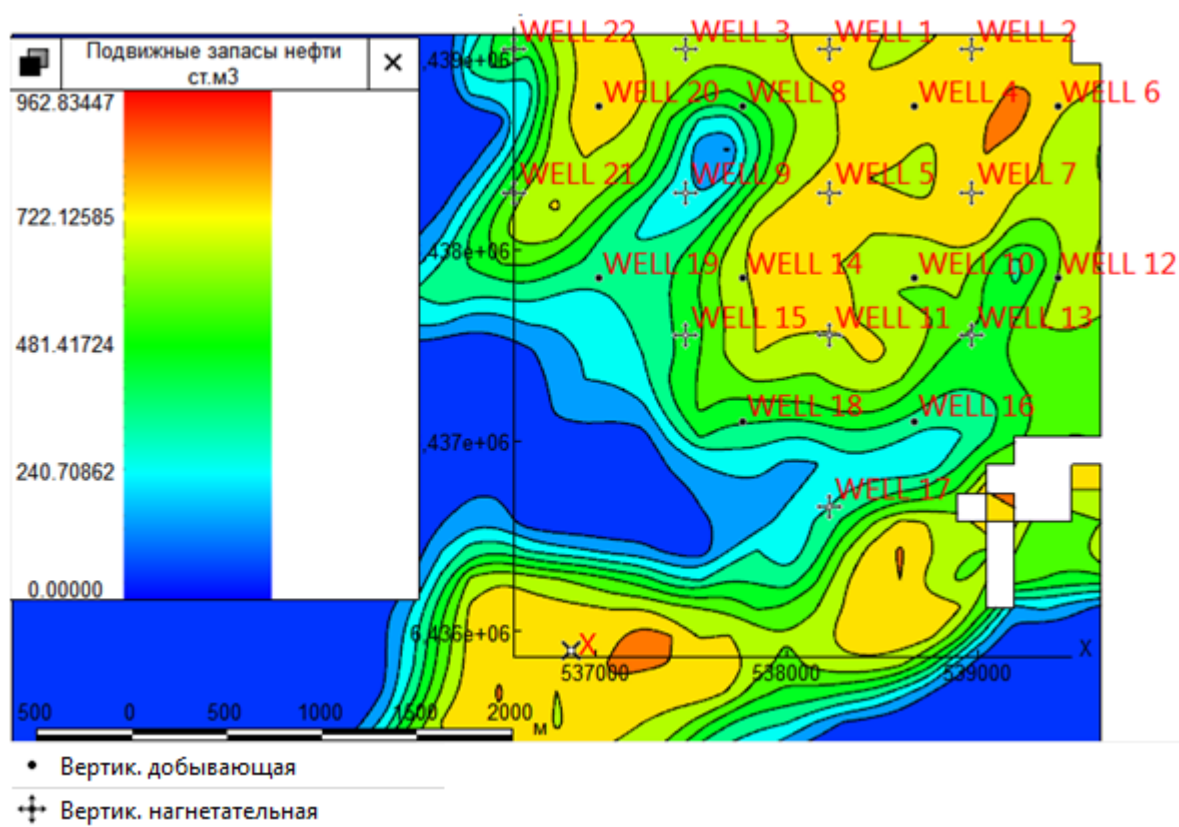


Рисунок 4.2 – Расстановка нагнетательных и добывающих скважин на модели

Скважины расположены по 5 – точечной схеме на расстоянии 800 и 565 м между одноименными и разноименными скважинами.

Также для данного случая была составлена цепь Маркова (Рисунок 4.3). Здесь все состояния (наличие пробуренных скважин) представлено в виде розовых кружков, а стрелками указан возможный порядок бурения скважин (действий агента). Необходимо отметить, что в данном случае уже предполагается наличие всей необходимой информации о месторождении.

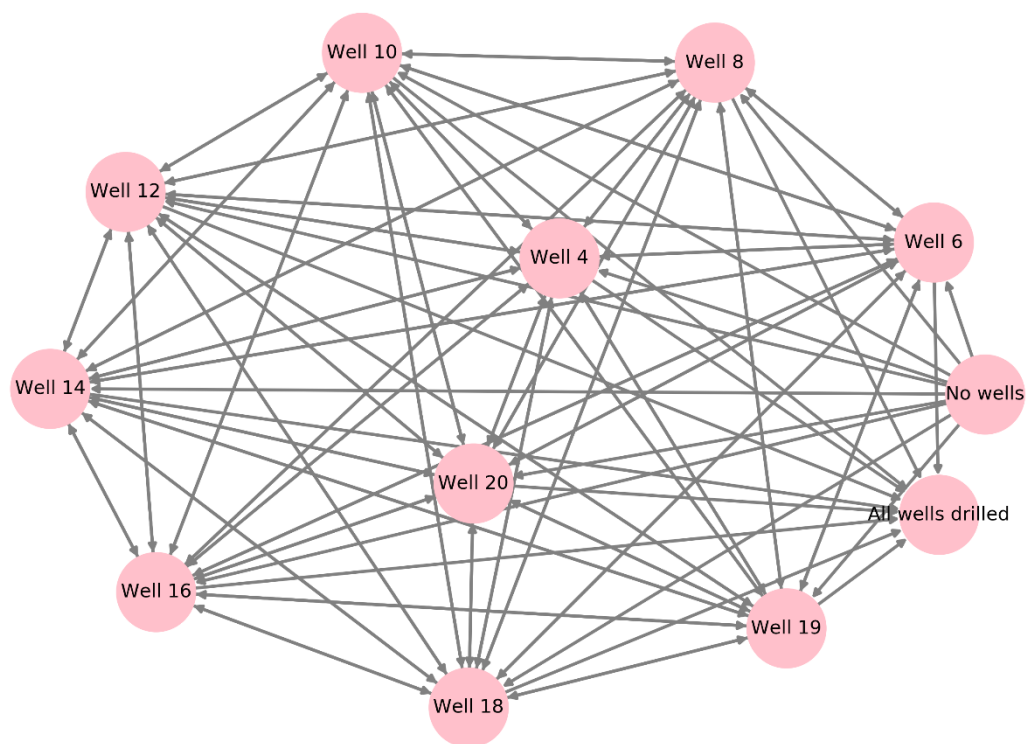


Рисунок 4.3 – Цепь Маркова для оценки оптимальной очереди бурения
Наградами в данном случае являются дебиты скважин, и целью агента является максимизация суммарного дебита нефти на месторождении.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

5.1 Результаты в области принятия решений

Используя ранее созданные цепи Маркова, были посчитаны случаи, в которых агент пытался найти оптимальный путь из начального состояния в конечное для случая подсчета запасов и увеличения добычи нефти. С этой целью были использованы только те действия и состояния цепи Маркова, которые предоставляют информацию только для определенных условий. Например, при подсчете запасов остались только следующие состояния и действия между ними (Рисунок 5.1), после которых данные входят в формулу подсчета запасов:

$$STOIIP = \frac{GRV * NTG * \varphi * S_o}{b_o}, \quad (5.1)$$

где GRV – объем пласта – коллектора, м³;

NTG – песчанистость, м;

φ – пористость, доли единицы;

S_o – насыщенность нефтью, доли единицы;

b_o – коэффициент объемного расширения нефти, м³/м³;

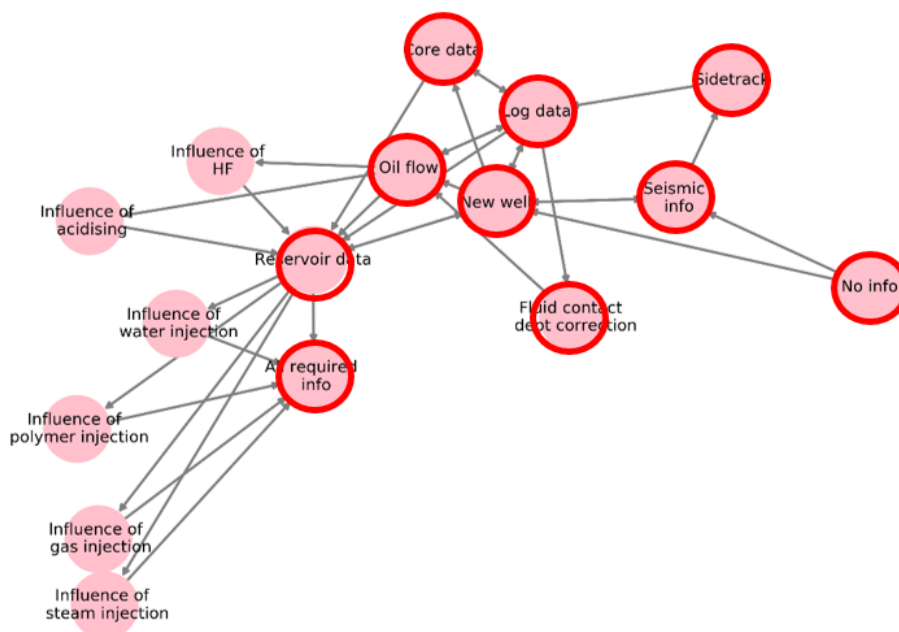


Рисунок 5.1 – Состояния среды, дающие нам информацию о запасах нефти

В случае использования метода при планировании разведки месторождения было предположено, что результат применения метода в денежном эквиваленте составляет 5 миллионов долларов. Награды после пересчитывались с конца цепи (с состояния «Вся необходимая информация»). После подсчета наград для упомянутых выше состояний, агент тренировался при реализации в коде определенного количества итераций, которые принимают во внимание ограничения, установленные в цепи Маркова. В результате агент выделил следующую последовательность действий проведения исследований при подсчете запасов (Рисунок 5.2):

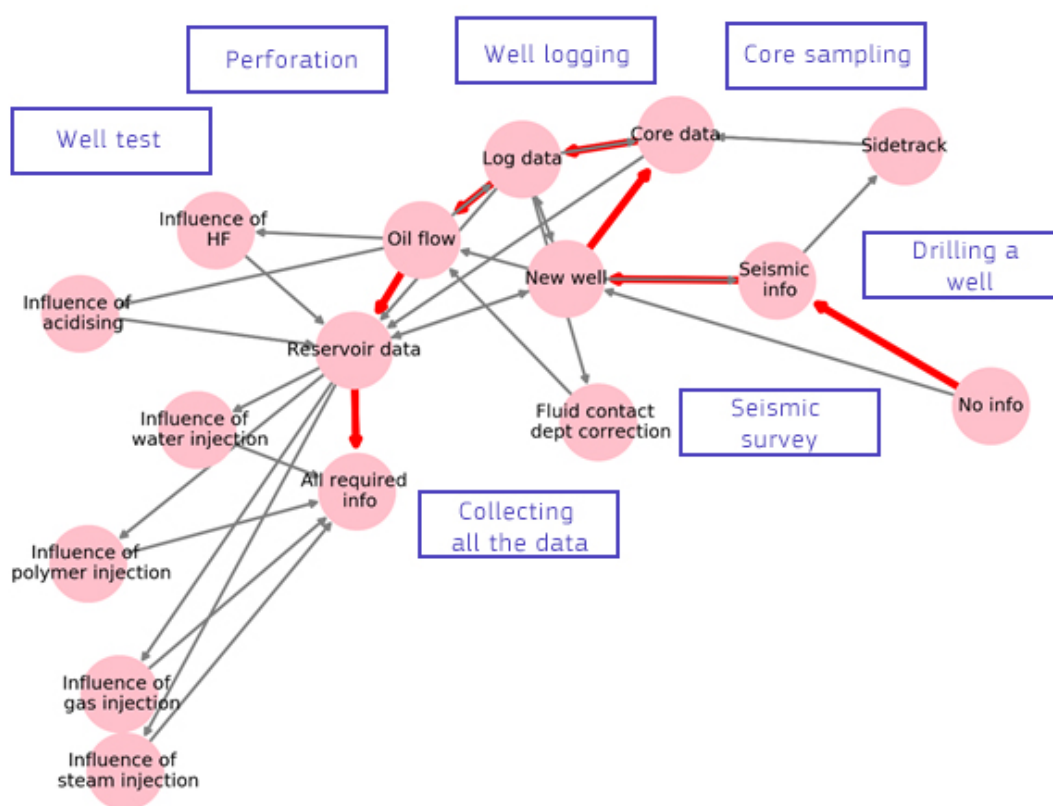


Рисунок 5.2 – Оптимальная стратегия, выделенная агентом, при подсчете запасов в случае отсутствия какой-либо информации

Красные стрелки показывают направление, по которому агент будет двигаться в этом конкретном случае. Здесь, к примеру, после состояния «Сейсморазведка» у агента есть 2 возможных пути продолжения движения, при которых:

1. Бурится новая скважина.
2. Бурится боковой ствол.

В этом случае логика принятия решения агента реализована путем оценки ценности информации и пересчета ее в награду. Вероятность успеха бурения бокового ствола зависит от удаленности интересующей зоны. До определенного расстояния вероятность остается постоянной и равна вероятности успеха бурения новой скважины, однако после этого вероятность начинает снижаться в результате увеличения расстояния от ранее пробуренной скважины. В качестве примера в работе рассмотрен случай, в котором при увеличении расстояния более чем на 1000 м вероятность успеха начинает снижаться на 5% каждые 100 м (максимальная удаленность в таком случае составляет всего 1567 м).

Также стоит отметить, что после проведения успешной сейсморазведки необходимость ее повторного проведения отсутствует. Поэтому начальное состояние среды переходит в состояние «Сейсморазведка» для всех последующих реализаций алгоритма. А результате агент выбирает следующую стратегию (Рисунок 5.3):

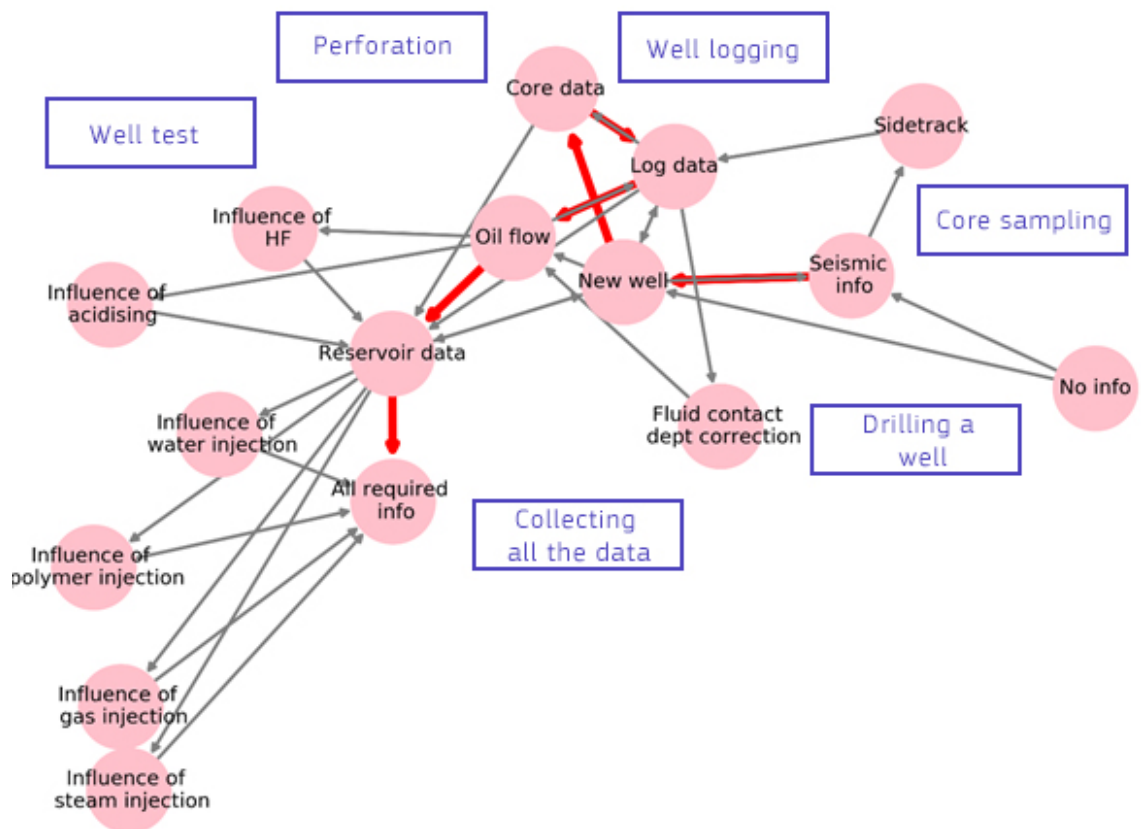


Рисунок 5.3 – Лучшая стратегия, выбранная агентом, для случая если сейсморазведка была проведена ранее, и интересующая зона находится достаточно далеко, чтобы бурить боковой ствол

Далее была определена стратегия при подсчете запасов и удаленности менее чем граничная удаленность (Рисунок 5.4). Здесь агент выбрал, что бурение бокового ствола лучше, чем бурение новой скважины исходя из наград и последовательности действий. Действия между состояниями «Новая скважина», «Данные на основе керна» и «Данные из ГИС» не будут производиться, т.к. в цепи нет ребра, соединяющего вершину начального состояния («Сейсморазведка») и состояния «Новая скважина».

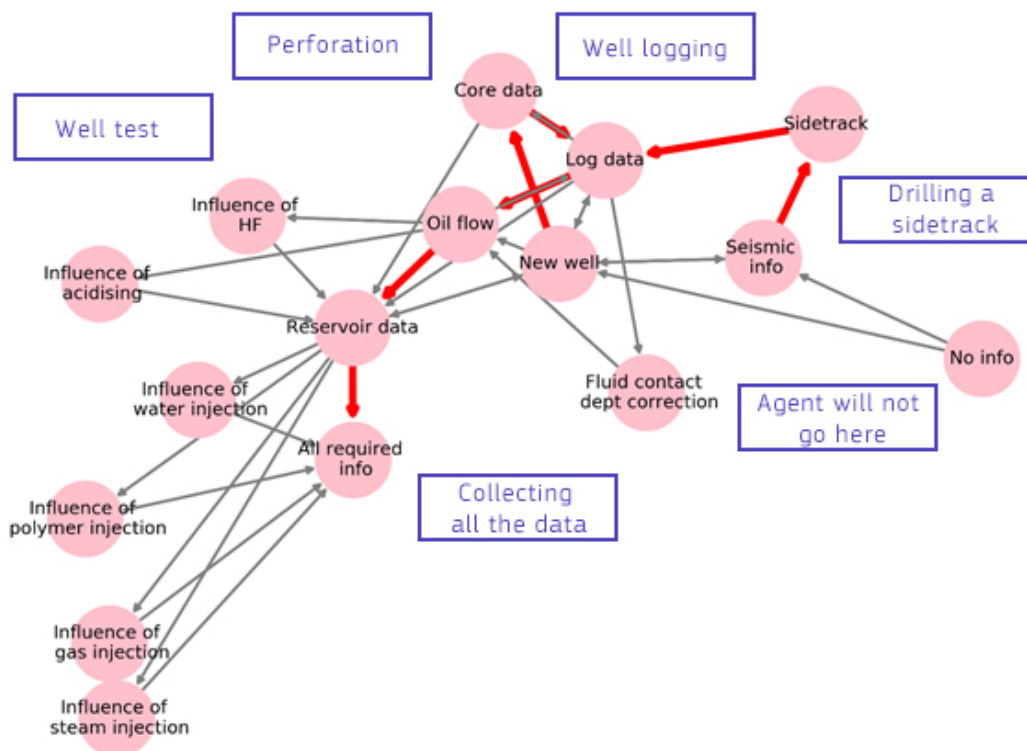


Рисунок 5.4 – Лучшая стратегия, выбранная агентом, для случая если сейсморазведка была проведена ранее и удаленность интересующей зоны меньше граничного условия

Следующим шагом стало обучение агента и получение результата для цепи Маркова случая увеличения нефтедобычи. Для этого также были выбраны только те состояния и действия, которые влияют на увеличение добычи нефти. Средние значения скин-фактора после проведения перфорации и гидравлического разрыва пласта также были посчитаны, для этого была произведена статистическая оценка скина по 149 скважинам месторождения К. Результаты данной оценки приведены ниже (Таблицы 5.1-5.2 и Рисунки 5.5-5.6). Далее данные с месторождения К были добавлены в программу с целью подсчета добычи нефти по формуле Дюпуи. Полученные значения были использованы для подсчета суммарного денежного потока полученного от реализации нефти в течение 3 лет и использование этих денежных потоков в качестве наград для дальнейшей тренировки агента.

Таблица 5.1 – Результаты статистической оценки скина после перфорации

Количество	37
Коэффициент Стьюдента для 95% доверительного интервала	2,028
Среднее значение скина	2,41
95% доверительный интервал	(1,74; 3,08)

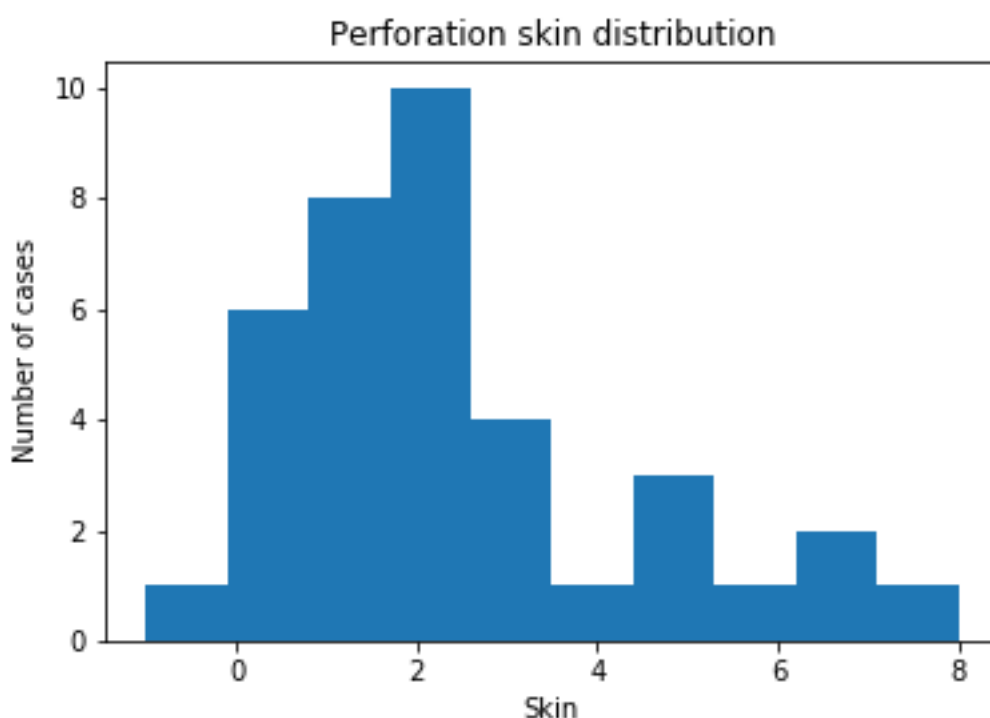


Рисунок 5.5 – Гистограмма распределения значений скина скважины на месторождении К после перфорации

Таблица 5.2 – Результаты статистической оценки скина после ГРП

Количество	86
Коэффициент Стьюдента для 95% доверительного интервала	1,986
Среднее значение скина	-4,78
95% доверительный интервал	(-4,99; -4,52)

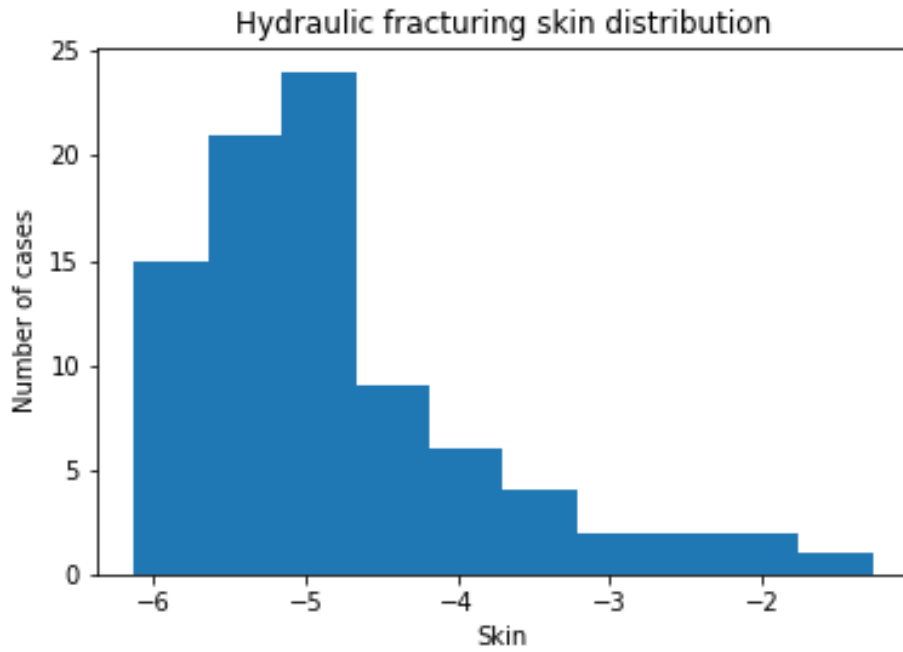


Рисунок 5.6 – Гистограмма распределения значений скина скважины на месторождении К после ГРП

После некоторого количества тренировок и исходя из удаленности от существующих скважин были получены оптимальные стратегии (Рисунки 5.7 –5.8).

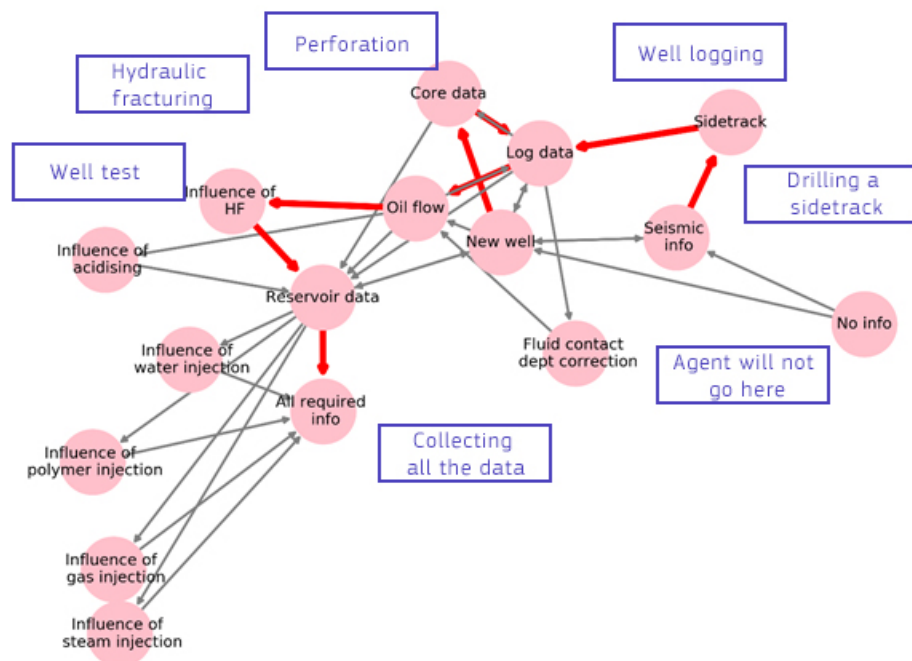


Рисунок 5.7 – Лучшая стратегия для увеличения добычи нефти при условии, что удаленность интересующей зоны меньше граничного условия

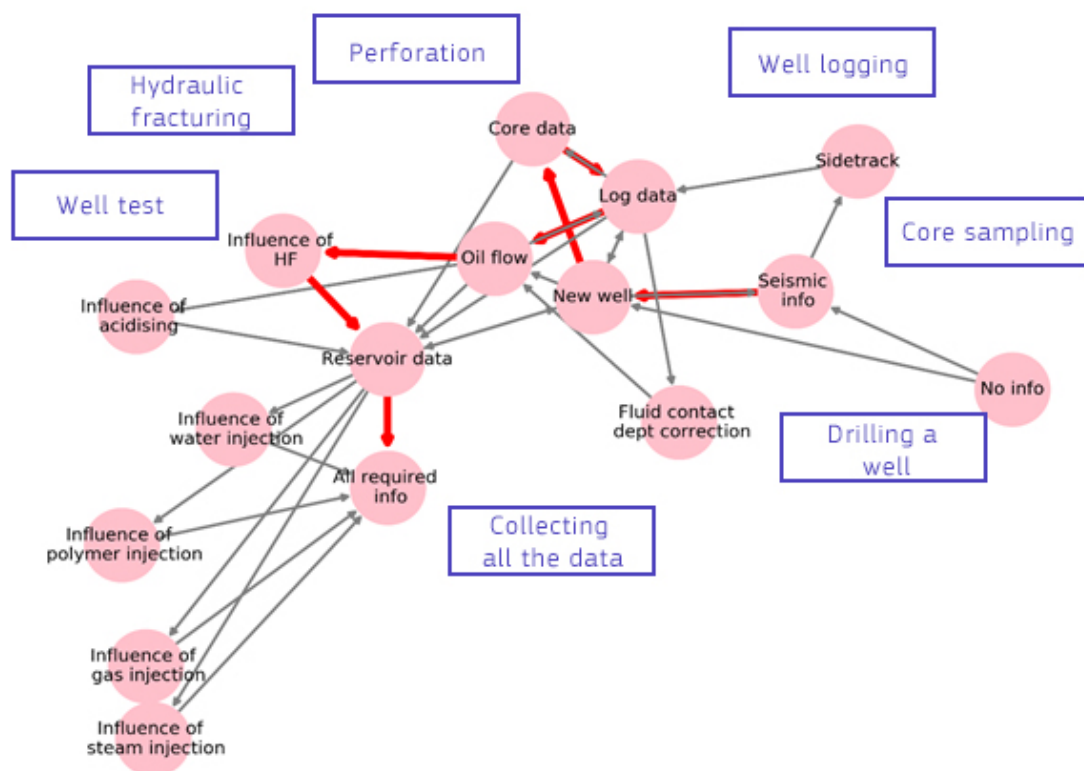


Рисунок 5.8 – Лучшая стратегия для увеличения добычи нефти при условии, что удаленность интересующей зоны больше граничного условия

5.2 Результаты в области нахождения оптимальной очереди бурения

Далее тестировался скрипт программы по определению оптимальной очереди бурения скважин, главной идеей которого было увеличение добычи нефти на ранних этапах. Цепь Маркова (Рисунок 4.3) была использована в программе для нахождения оптимальной стратегии. Для реализации данного скрипта понадобилось брать данные с модели (проницаемость, нефтенасыщенность и т.д.). Данный подход является не совсем удобным ввиду траты достаточно большого количества времени на подготовку данных. После проведения обучения агента были получены следующие результаты (Рисунок 5.9), которые представляют собой последовательность бурения и ввода скважин в работу (красными стрелками показана последовательность, полученная в результате обучения агента). В качестве наград использовался начальный дебит скважины, рассчитанный по формуле Дюпуи.

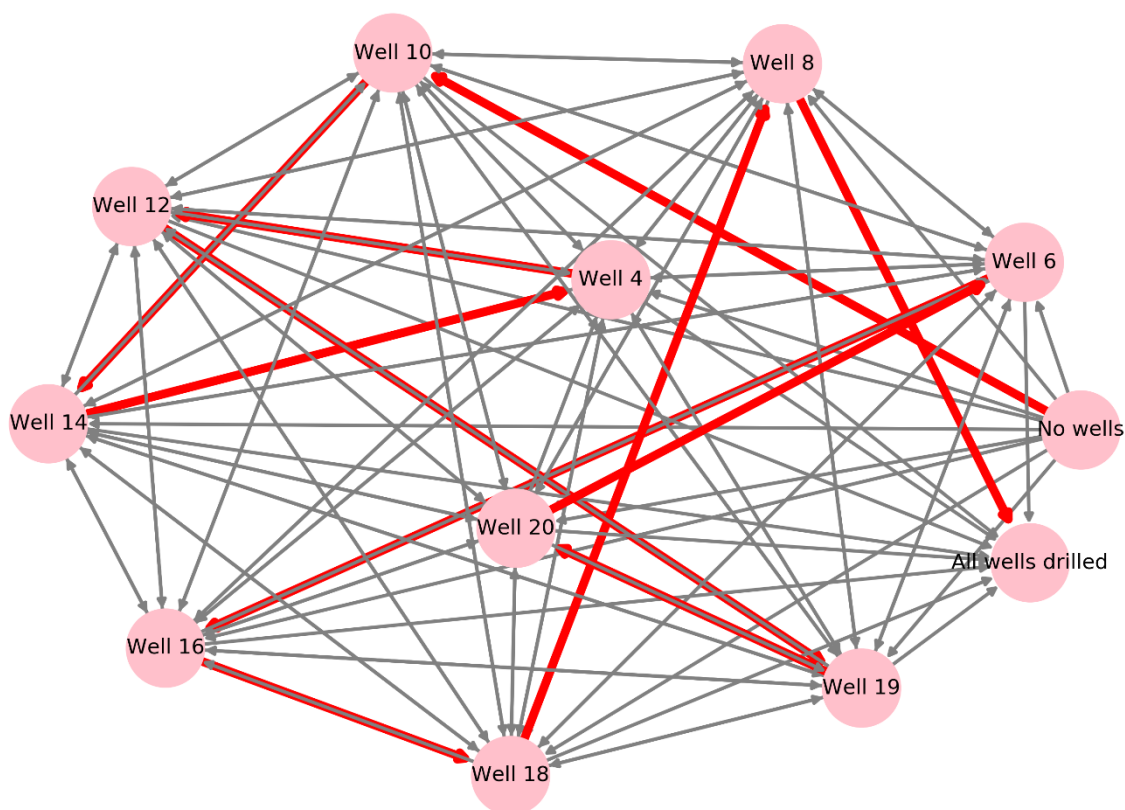


Рисунок 5.9 – Оптимальная очередь бурения скважин

Чтобы проверить, является ли данная стратегия лучшей, данная последовательность была задана в гидродинамическом симуляторе и сравнена с несколькими другими последовательностями. Процесс разработки моделировался на 10 лет. Результаты сравнения представлены в Таблице 5.3. Оптимальной стратегии соответствует стратегия с названием `result_optimal`.

Таблица 5.3 – Сравнение КИН полученного при разных стратегиях ввода скважин

	DynamicModel: result_example: FIPNUM:Коэфф. извлечения нефти (Добыча), %	DynamicModel: result_optimal: FIPNUM:Коэфф. извлечения нефти (Добыча), %	DynamicModel: result: FIPNUM:Коэфф. извлечения нефти (Добыча), %
02.08.2020	0	0	0
02.09.2020	0,0222038707636596	0,0331340207880417	0,0386542152217296
02.09.2021	1,05546763673899	1,07779398490586	0,974060495250686
02.09.2022	1,84864005584464	1,8601123244757	1,80113014905829

02.10.2023	2,71948778320988	2,72856328887757	2,67778898809867
02.10.2024	3,52519096746957	3,53300034686523	3,48529604060916
02.10.2025	4,33467151016912	4,3413286002013	4,29585035554324
02.10.2026	5,14565616289306	5,1513075059719	5,10708504452435
02.10.2027	5,95314815971043	5,95809164177556	5,91396326198408
02.10.2028	6,75529769873385	6,75985318684001	6,71578681793204
02.10.2029	7,54795851031522	7,55207786067644	7,50809017981433
02.10.2030	8,33276170774327	8,33653031853376	8,29247294708907
02.10.2031	9,10566568563407	9,10915243206492	9,06491532846327

Также на Рисунках 5.10 и 5.11 продемонстрированы графики КИН и накопленной добычи нефти для лучшей репрезентативности результатов.

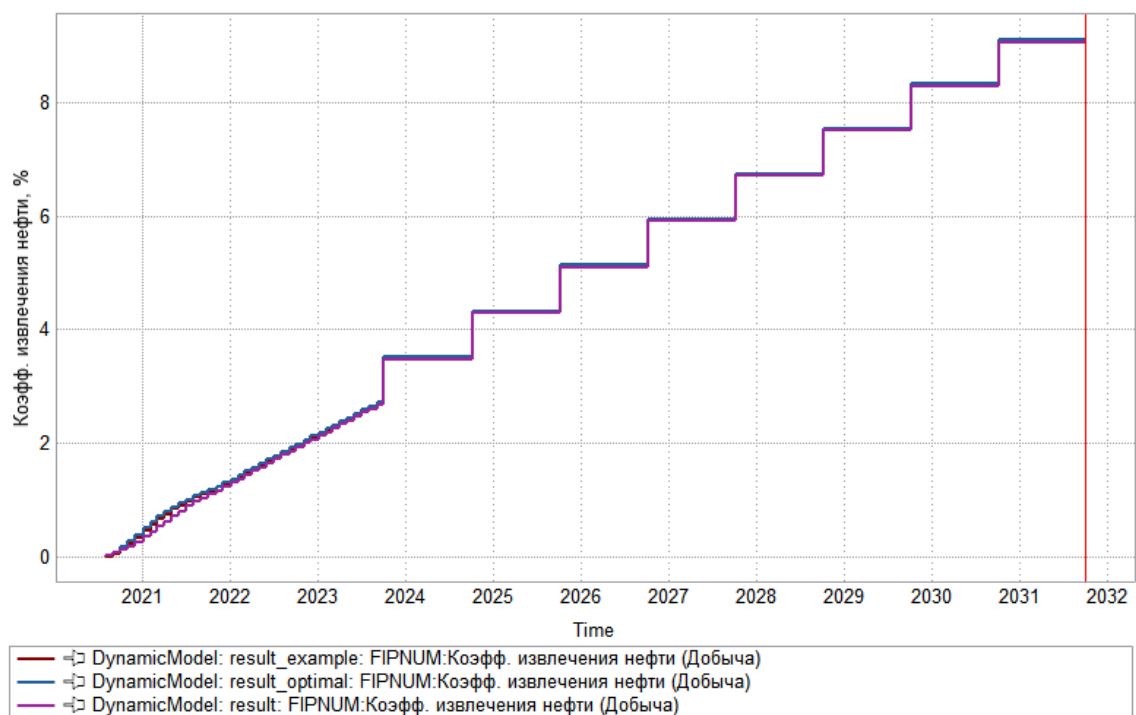


Рисунок 5.10 – Сравнение КИН по разным стратегиям

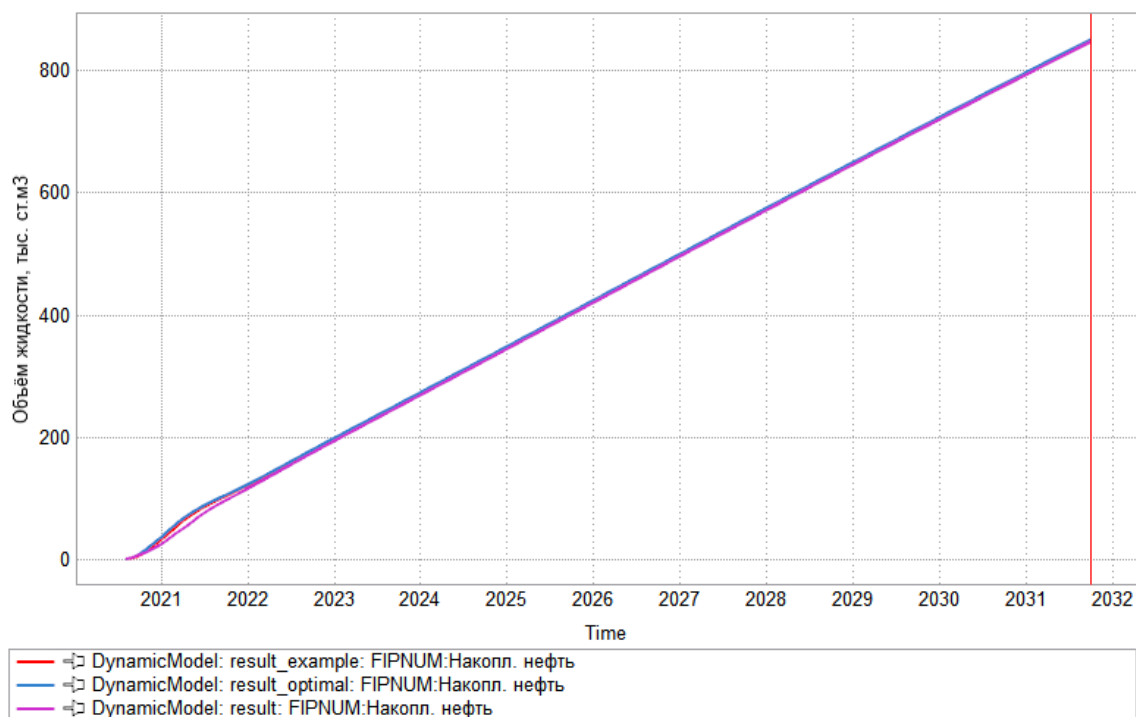


Рисунок 5.11 – Сравнение накопленной добычи нефти по стратегиям

Легко заметить, что стратегия, предложенная агентом, является лучшей т.к. при равных условиях позволяет увеличить КИН в пределах от 0,003% до 0,027 % (от 356 до 4163 м³). Наиболее значимым в данном случае является прирост добычи на начальном этапе, что в свою очередь должно ускорить период окупаемости (пусть даже и незначительно).

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Потенциальные потребители результатов исследований

Для команды исследователей одной из основных целей является высокий уровень экономической ценности открытия. Так как именно эта оценка в дальнейшем определит вероятность получения финансирования со стороны спонсоров, а также увеличит шансы получения гранта для проведения дальнейших научных исследований.

Для демонстрации финансовой ценности необходимо подготовить грамотное и профессиональное маркетинговое и финансовое предложение, которое должно состоять из:

- Оценки коммерческого потенциала данных исследований, а также оценки перспективы проведения дальнейших научных исследований.
- Перечисления существующих альтернативных вариантов проведения научных исследований, которые будут отвечать новейшим требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсоснабжения.
- Указаний финансовой, социальной и экономической эффективности исследования.

6.2. SWOT-анализ

SWOT-анализ – это метод позволяющий исследовать внешнюю и внутреннюю среду проекта.

SWOT-анализ по данной работе представлен в Таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С-1. Автоматизация процесса принятия решений</p> <p>С-2. Возможность быстрой оценки оптимальной последовательности</p> <p>С-3. Перспективность разработки</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл-1. Зависимость от большого количества качественных данных</p> <p>Сл-2. Сложная вероятностная оценка</p>
<p>Возможности:</p> <p>В-2. Спрос на продукт</p>	<p>Полная передача интеллектуальных прав на разработку нефтегазовым компаниям</p>	<p>Предоставление бесплатной лицензии нефтегазовым компаниям при условии предоставления с их стороны обратной связи по результатам применения</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У-1. Отсутствие потребности в продукте</p>	<p>Написание гидродинамического симулятора с реализацией методов машинного обучения</p>	<p>Продолжение разработки с применением других алгоритмов и других сфер</p>

6.3. Цели и результаты проекта

Устав проекта – это тот документ, который должен содержать основную информацию о проекте, такую как цели проекта, начальные финансовые ресурсы, планируемые результаты и прочее.

Цель данного проекта – это разработка самообучаемого алгоритма на базе обучения с подкреплением для его дальнейшего использования с целью оптимизации процесса эксплуатации нефтяных месторождений.

Ожидаемые результаты:

1. Программа, написанная на языке программирования Python с целью автоматизации процесса принятий решений и подбора оптимальной стратегии ввода скважин в эксплуатацию.

2. Отчет о результатах тестирования программы.

Критерий приемки результата проекта состоит в адекватности результатов и возможности их дальнейшего применения.

Требование к результату проекта: - это создание алгоритма на базе обучения с подкреплением.

6.4. Организационная структура проекта

Проект должен содержать в себе данные об основных участниках разработки, а также их ролях, функциях и трудозатратах. Подробная информация представлена в Таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо- затраты, час.
1	Меркулов Виталий Павлович, к.г.-м.н., доцент ОНД	Руководитель	Распределяет ресурсы и координирует деятельность участников проекта	576
2	Гирич Николай Александрович, магистрант ИШПР НИ ТПУ	Исполнитель	Выполнение отдельных работ по проекту	1064
ИТОГО:				1640

6.5. Ограничения и допущения проекта

У проекта есть ряд ограничений, который состоит из лимитирующих факторов, оказывающих препятствия при реализации некоторых частей проекта в Таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
1. Бюджет проекта	—
2. Источник финансирования	—
3. Сроки проекта:	01.05.2020–01.08.2020
4. Дата утверждения плана управления проектом	01.05.2020
5. Дата завершения проекта	01.08.2020
6. Прочие ограничения и допущения*	—

6.6 Бюджет научно–технического исследования

6.6.1 Отчисления на основную заработную плату

Расчет зарплат базируется на данных о трудоемкости выполнимой работы, которую совершает каждый исполнитель (Таблица 6.4). Исходя из полученных данных, выбираются необходимые расчетные данные (например, опыт и разряд работника). Все это в конечном итоге сводится к подсчету заработной платы, учитывающейся при планировании бюджета исследований. Оценка трудоемкости работ приведена в Таблице 6.5.

Таблица 6.4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях <i>T . p'</i>	Длительность в календарных днях <i>t</i>
	1	4	2,2			
Составление и утверждение технического задания	1	4	2,2	Руководитель темы	2,2	4,1
Подбор и изучение материалов по теме	3	5	3,8	Инженер-исследователь	3,8	7,0
Календарное планирование работ по теме	0,5	1	0,7	Руководитель	0,7	1,3
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	5	3,8	Инженер-исследователь	3,8	7,0
Разработка методики проведения эксперимент	1	3	1,8	Руководитель темы, инженер-исследователь	0,9	1,7
Построение моделей и проведение экспериментов	30	90	54	Инженер-исследователь	54	99,5

Таблица 6.5 - Оценка трудоемкости работ

№ п/п работы	Исполнители по категориям	Общая трудоемкость, чел.-дн.	Зарботная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.
1	Руководитель темы	3,8	1,072
2	Инженер	31,7	0,535

Действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, в рабочих днях представлен в Таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
Потери рабочего времени	50	50
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	249

Расчёт основной заработной платы приведён в Таблице 6.7

Таблица 6.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Разряд	к _т	З _{гр.} руб.	к _{пр}	к _{кд}	к _р	З _{м.} руб	З _{дн.} руб.	Т _{р.} дн.	З _{осн.} руб.
Руководитель	3	1,5	30000	0,3	0,4	1,3	66300	2368	3,8	9000
Инженер	2	1,2	15000	0,3	0,4	1,3	33150	1183	31,7	37501
Итого З _{осн.} , руб										46501

6.6.2 Отчисления на дополнительную заработную плату

Основной статьёй расходов здесь является премирование, которое равняется:

$$Z_{\text{доп}} = 0,2 \cdot 46501 = 9300$$

6.6.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Размер страховых отчислений устанавливается налоговым кодексом Российской Федерации. Результаты расчета страховых отчислений показаны в Таблице 6.8

Таблица 6.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
	Исп.1	Исп.1
Руководитель проекта	9000	1260
Инженер	37501	5250
Коэффициент отчислений	0,3	
Итого	6510	

6.6.4 Накладные расходы

Данная статья расходов состоит из всех иных расходов, требуемых на реализацию проекта и проведение исследований. Результаты оценки накладных расходов приведены в Таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Накладные расходы

№ п/п	Наименование расходов	Величина накладных расходов, руб
1.	Печать и ксерокопирование	600
2.	Оплата услуг связи	1000
3.	Оплата услуг электроэнергии	2000
Итого		3600

6.6.5 Материальные затраты научно-технического исследования

Для реализации исследования могут понадобиться высокие вычислительные мощности. Стоимость увеличения вычислительных мощностей приведена в Таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Материальные затраты научно-технического исследования

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., тыс. руб.	Затраты на материалы, (Зм), тыс. руб.
Системный блок с увеличенной вычислительной мощностью	шт	1	75	75
Итого				75

6.6.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в Таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Расчет бюджета затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	75000
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	46501
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9300
4. Отчисления во внебюджетные фонды	6510
5. Накладные расходы	3600
6. Бюджет затрат исследования	140911

6.7 Расчет экономических показателей проекта

Начальные затраты на реализацию данного проекта составляют 140911 рублей в год. Срок получения первых применимых результатов намечен на второй год после начала проекта. Средняя выручка со второго года составит

приблизительно 200000 рублей ежегодно. Ставка дисконтирования составляет 15%. Данные экономической оценки проекта представлены в Таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Экономическая оценка проекта

Показатели	Шаги расчета, годы				
	1	2	3	4	5
Номинальный денежный поток, тыс. руб.	-141	59	59	59	59
Суммарный номинальный денежный поток, тыс. руб.	-141	-82	-23	-36	-95
Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	-141	51,3	44,6	38,8	33,7
Суммарный дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	-141	-89,7	-45,1	-6,3	27,4
Чистая дисконтированная стоимость проекта, тыс. руб.	27,4				
Период окупаемости, годы	5				
Начальные капитальные инвестиции, тыс. руб.	141				

На Рисунке 6.1 приведен профиль денежных потоков проекта.

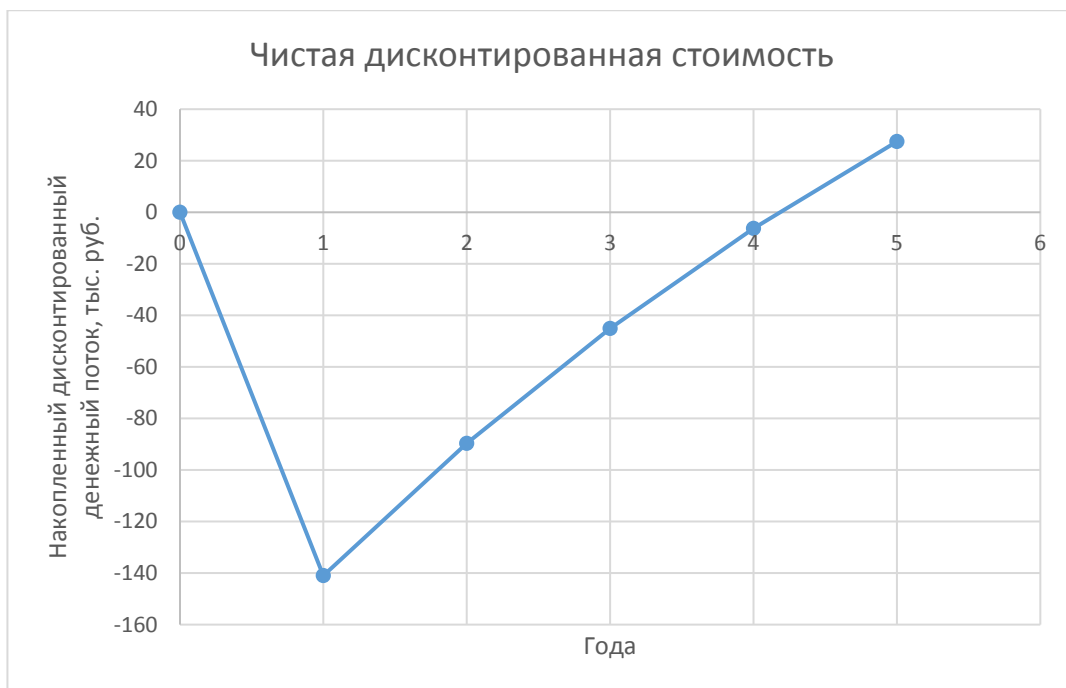


Рисунок 6.1 – Профиль денежного потока исследования

Исходя из полученных данных можно сделать вывод о том, что данный проект является достаточно рискованным, что характеризуется относительно длительным периодом окупаемости. Также в процессе реализации мы можем столкнуться с проблемой отсутствия спроса, поэтому необходимо заранее изучить спрос на данный результат данного вида исследований.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Анализ вредных факторов

Определение потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) выполняется в соответствии с «Классификацией вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)»

Влияние следующих факторов негативно сказывается на производительности труда: отклонение температуры и влажности воздуха от нормы, недостаточная освещенность рабочего места, повышенный уровень электромагнитных излучений. Работник также подвержен опасности из-за возможности поражения электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует. Производственные аварии и пожары являются наиболее вероятными источниками чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

Вредные факторы при работе в помещениях были выделены согласно ГОСТ (Таблица 7.1), после чего был произведен анализ мероприятий, необходимый для их устранения.

Таблица 7.1 - Основные элемент производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Анализ документации по теме работы; подготовка чертежей, планов, схем.	Шум на рабочем месте Отклонение показателей микроклимата в помещении; Недостаточная освещенность рабочей зоны;	Электрический ток; Пожароопасность.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.54896

Для защиты от шума на рабочем месте необходимо в первую очередь соблюдать нормы и требования к шуму в местах работы людей в соответствии с ГОСТ 12 1.003-83, а также СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96.

По ГОСТ 12.1.003-89 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» уровень шума устанавливается при рабочих частотах от 63 до 8000 герц не должен превышать 80 дБа, а места с повышенным уровнем шума должны обозначаться соответствующими табличками.

В ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1 029-80 защита от шума предполагает создание шумобезопасной техники, применение средств индивидуальной и коллективной защиты и применение строительно-акустических методов.

Коллективная защита характеризуется:

- снижением шума в источнике;
- строительно – акустическими мероприятиями;
- применением звукоизоляционных материалов.

Индивидуальная защита характеризуется применением наушников, противошумных шлемов и вкладышей.

Недостаточность освещения рабочей зоны является одним из самых опасных негативных факторов. Нормы освещения рабочих мест и помещений выбираются в соответствии со СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение». Отклонение от естественного освещения, как в большую, так и в меньшую сторону ведет к утомлению и ухудшению зрения.

Нормы освещения помещений приведены в Таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Нормы освещенности офисных помещений

Вид помещения	Норма освещенности согласно СНиП, Лк
Офис общего назначения с использованием компьютеров	200-300

Офис большой площади со свободной планировкой	400
Офис, в котором осуществляются чертежные работы	500
Зал для конференций	200
Эскалаторы, лестницы	50-100
Холл, коридор	50-75
Архив	75
Кладовая	50

Нормы, касающиеся микроклимата в помещении, приведены в СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». Оттуда принимает категорию I-б – это работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/час, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах, должны соответствовать величинам, приведенным ниже: (Таблица 7.3).

Таблица 7.3 - Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха,	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	1а (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	1б (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	1а (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	1б (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Диапазон допустимых значений показателей микроклимата на рабочем месте также устанавливается санитарными нормами, конкретные показатели которых приведены в Таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Допустимые величины показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапа-зона температура воздуха ниже опти-мальных величин, не более	для диапазо на температур воздуха выше оптима льных величин н, не более**
Холодный	1а (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75*	0,1	0,1
	1б (140174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый	1а (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75*	0,1	0,2
	1б (140174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75*	0,1	0,3

Работа за компьютером в течение всего рабочего дня имеет ряд негативных последствия, таких как резь в глазах, регулярные головные боли, а также боли в мышцах рук, шеи и спины. Со временем, при постоянном выполнении профессиональных задач на компьютере у сотрудников возникают мигрени, частичная потеря зрения, сколиоз. Поэтому необходимо грамотно подходить к организации труда, чтобы избежать ухудшения здоровья сотрудников. Так как здоровье сотрудника напрямую влияет на его трудоспособность.

При оборудовании рабочих мест необходимо следовать требованиям СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 (Рисунок 7.1), а именно:

- естественный свет должен попадать на рабочее место сбоку, лучше всего слева;
- жалюзи, занавески и прочие регулируемые устройства должны быть на окнах в помещении с ВДТ и ПЭВМ;
- если на рабочем месте установлен видеомонитор, то расстояние до другого стола с видеомонитором должно быть не менее 2,0 метров; при этом необходимо соблюсти расстояние не менее 1,2 метра между боковыми поверхностями видеомониторов;
- на рабочем месте перед оператором должны находиться монитор, корпус компьютера, а также клавиатура и компьютерная мышь;
- рабочая поверхность должна иметь возможность регулироваться от 680 мм до 800 мм; в ином случае на уровне 725 мм должна быть установлена высота рабочей поверхности стола;
- оператор должен соблюдать расстояние до монитора, которое колеблется от 60 до 70 см, а также 20 градусов ниже уровня глаз.

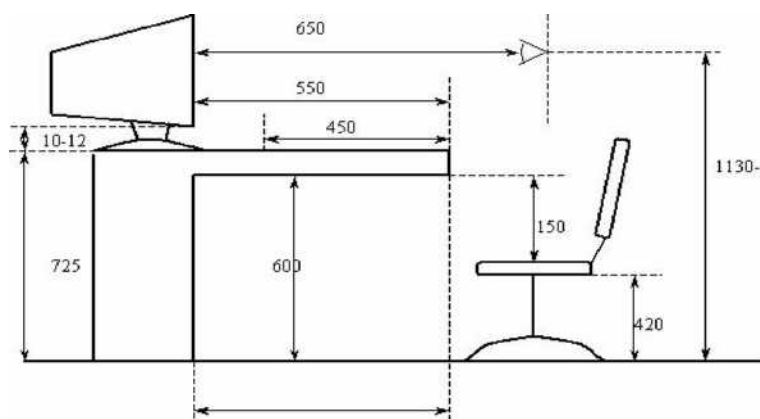


Рисунок 7.1- Основные требования к рабочему месту

Кроме того, рекомендуется организовывать перерывы длиной от 10 до 15 минут через каждые 45-60 рабочих минут в случаях, если работа предусматривает непрерывное взаимодействие с ВДТ (ввод каких-либо

данных, печать текста и т.п.) без возможности периодически менять виды трудовой деятельности. Потому что взаимодействие с ВДТ связано с сосредоточенностью и повышенным вниманием.

7.2. Анализ опасных факторов

Помещение осуществления работ, опираясь на Правила устройства электроустановок ПУЭ (издание 7), относится к категории без повышенной опасности, потому что:

- менее 75% установленная влажность воздуха;
- отсутствуют токопроводящие пыль и полы;
- менее 350°С установленная температура;
- не представляется возможным контакт человека с имеющими соединения с землей металлоконструкциями;
- не представляется возможным контакт с металлическими корпусами электрооборудования.

При работе с проектом источником опасного фактора может выступать ПК (персональный компьютер).

Помещения можно разделить на три категории относительно степени поражения электрическим током:

1. С повышенной опасностью.
2. Особо опасные.
3. Без повышенной опасности.

Возникновение опасности поражения сотрудников электрическим током происходит при неисправности электрического оборудования, а также при несоблюдении правил безопасности.

«Степень воздействия увеличивается с ростом тока. Электрическое сопротивление тела человека и приложенное к нему напряжение, т.е. напряжение прикосновения, также влияют на исход поражения, так как они определяют значение тока, протекающего через тело человека»[6].

«Основные способы и средства электрозащиты:

- защитное заземление - это намеренное соединение металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением, с землей или ее эквивалентом. Оно предназначено для защиты людей от поражения током при прикосновении к этим нетоковедущим частям;
- защитное зануление - это преднамеренное электрическое соединение нетоковедущих частей электроустановок, которые в аварийных ситуациях могут оказаться под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью электрической сети с помощью нулевого защитного проводника;
- электрическое разделение сетей;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной электрозащиты;
- использование малых напряжений;
- уравнивание потенциалов - применяют в помещениях, имеющих заземлённые или занулённые электроустановки для повышения уровня безопасности;
- предупредительная сигнализация» [1].

«Рабочие места должны быть оборудованы отдельными щитами с общим рубильником электропитания, который должен находиться в легкодоступном месте, иметь закрытый зануленный металлический корпус и четкую надпись, указывающую величину номинального напряжения.

Так же нужно соблюдать некоторые правила по безопасности с электроприборами:

- 1) все электроприемники и электропроводка должна быть с исправной изоляцией;
- 2) нельзя подвешивать провода на гвоздях, металлических и деревянных предметах, перекручивать или завязывать их в узел;
- 3) все токоведущие элементы, электроприборы, розетки, должны быть удалены от труб отопления и водопровода и других металлических коммуникаций;

- 4) протирать осветительную арматуру от пыли можно только сухой тряпкой;
- 5) при возгорании электроприборов или электрических проводов нельзя их гасить водой. Необходимо сначала их обесточить, а затем приступить к тушению пожара;
- 6) при включении любого электрооборудования в сеть сначала подключается шнур к прибору, а затем - к сети. Отключение электроприбора нужно производить в обратном порядке;
- 7) нельзя прикасаться мокрыми или влажными руками к электроприборам, находящимся под напряжением»[15].

7.3. Охрана окружающей среды

В области экологии в политике государства можно выделить следующие направления:

- упор на рациональное использование сырьевой базы;
- постепенный переход к экологическим и энергосберегающим технологиям;
- минимизация отрицательного воздействия производства на естественную природную среду;
- восстановление уже нарушенной природной среды.

Идет реализация долгосрочных программ, направленных на восстановление экологической обстановки в районах, в которых осуществляют свою деятельность предприятия. В отрасли нефтедобычи происходит внедрение новейших технологий, направленных на рекультивацию нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование современных технологий и способов устранения последствий аварий дает возможность нефтяникам восстановить воду и почву в ближайшем времени. На данный момент постоянно ведутся реконструкции и строительство новых природоохранных объектов.

В наше время идет период наиболее интенсивного пользования

ресурсов окружающей среды. Стоит заметить, что прирост новых ресурсов значительно ниже расхода, что со временем приведет к исчерпанию этих ресурсов.

На территории Российской Федерации неумолимо растет загрязнение природной среды, что несет в себе реальную угрозу здоровью и жизнедеятельности людей.

Среди разных отраслей промышленности Российской Федерации нефтедобывающее производство занимает одно из лидирующих мест по уровню отрицательного воздействия на окружающую среду. В процессах своей деятельности нефтедобывающее производство загрязняет атмосферу, гидросферу, стоит отметить, что и подземные воды в том числе.

Исходя из вышесказанного, следует, что стоит внимательно относиться ко всем процессам нефтедобывающей промышленности.

7.4. Защита в чрезвычайных ситуациях.

В закрытых помещениях особую опасность представляют пожары в компьютерных кабинетах, в частности потому, что влекут за собой значительные материальные затраты. Источник зажигания в подобных случаях может быть, как электрические схемы ПЭВМ, так и устройства для кондиционирования воздуха.

К мерам предотвращения значительных потерь в случае чрезвычайной ситуации можно отнести:

1. Разработку планов эвакуации и ознакомление с ним сотрудников;
2. Информирование сотрудников о правилах пожарной безопасности;
3. Разработка инструкций о поведении при пожаре и прочее.

Ежегодно на каждом производстве и в каждой организации необходимо проводить профилактические мероприятия, направленные на проверку средств огнетушителей, шлангов и других средств пожаротушения. Также каждый сотрудник ежегодно должен проходить инструктаж по технике безопасности.

7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрану труда можно определить, как систему обеспечения безопасности жизни и здоровья сотрудником в процессе трудовой деятельности. Охрана труда включает в себя такие мероприятия как социально-экономические, психофизические, лечебно-профилактические и прочее.

Использование техники безопасности – это основной метод охраны труда. Основной функцией охраны труда является исследование условий труда, и организация мер по снижению рисков, а также факторов, которые отрицательно влияют на организм работников в процессе труда.

При обеспечении безопасности необходимо решить две основные задачи:

1. Предоставление инструментов труда, при работе с которыми, вероятность возникновения опасности для человека сводится к минимуму.
2. Обеспечение безопасности работника по средствам разработки необходимых средств защиты.

Заключение

По итогам данной работы можно сделать вывод о том, что использование алгоритмов обучения с подкреплением возможно и в дальнейшем может привести к более значимым результатам. Для этого необходимо рассматривать каждый вариант применения отдельно и находить методы метрики для оценки качества применения моделей на практике.

Так как данные об оценке условных вероятностях успешных исходов при проведении различных мероприятий в нефтегазовой сфере, в работе была использована экспертная оценка вероятностей. Этот недостаток может быть нивелирован тем фактом, что целью работы было оценить возможность использования методов обучения с подкреплением на практике (хотя часть информации был взята из реальных производственных данных).

С другой стороны, для успешного применения методов обучения с подкреплением в нефтегазовой сфере может понадобиться большое количество статистических данных, построенных на основе достоверных измерений тех или иных параметров. С последним же могут быть проблемы, т.к. на производстве часто не уделяют достаточное внимание точности собираемой информации.

Дальнейшее применение методов обучения с подкреплением может значительно снизить время принятия решений и выполнения повседневных задач, что в свою очередь способствует более эффективному использованию человеческих ресурсов.

В качестве конкретных результатов данной работы можно выделить следующие пункты:

1. Конкретное применение методов обучения с подкреплением на примере месторождения К.
2. Показана возможность применения обучения с подкреплением в процессе принятия решений при оптимизации процесс разработки нефтяных месторождений.

3. Показана методика определения наград при реализации применения обучения с подкреплением.

4. Частично рассмотрено применение Байесовского подхода при оценке вероятностей.

В дальнейшем данная тема может развиваться в более широком диапазоне. Для этого может понадобиться иная система оценки наград и вероятностей. Также стоит попробовать применить глубокое обучение с подкреплением, которое сейчас активно развивается.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ефимова В. А., Фильченков А. А., Шалыто А. А. Применение обучения с подкреплением для одновременного выбора модели алгоритма классификации и ее структурных параметров. Машинное обучение и анализ данных, 2016. Том 2, № 2
2. Закревский К.Е. Геологическое моделирование горизонта Ю1 Томской области / под ред. К.Е. Закревского. – Томск : Издательский Дом Томского государственного университета, 2016. – 154 с.
3. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири //Геология и геофизика, 2009, т. 50 (4), с. 461—474.
4. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002, 253 с
5. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности. Расчет искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.
6. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
7. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
8. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1) М.: Изд-во стандартов, 1974, №12.1.005-74, 25 с.
9. ГОСТ 12.1.003-83 (СТ СЭВ 1930-79). Шум. Общие требования безопасности. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 28 с
10. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума.

Классификация. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 28 с

11. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 28 с.

12. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 11 с.

13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов – М.: Изд-во стандартов, 1982, №12.1.005-82, 35 с.

14. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. М.: Госкомсанэпиднадзор, 2005 – 11 с.

15. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" // СЗ РФ. 26.12.1994. N 35. Ст. 3649

16. Abdel-Aal H., Alsahlawi M. Petroleum Economics and Engineering, third edition. – Boca Raton: CRC Press, 2013. – 472 p.

17. Aggarwal C. Linear Algebra and Optimization for Machine Learning. – New York: Springer, 2020. – 507 p.

18. Briggs W. C++ for Lazy Programmers: Quick, Easy, and Fun C++ for Beginners. – New York: Apress, 2019. – 644 p.

19. Cannon S. Petrophysics: A Practical Guide. – Hoboken: Wiley – Blackwell, 2015. – 224 p.

20. Cannon S. Reservoir modelling: A practical guide – Hoboken: Wiley – Blackwell, 2018 – 328 p.

21. Deitel P., Deitel H. Intro to Python for Computer Science and Data Science: Learning to Program with AI, Big Data and The Cloud – London: Pearson, 2019 – 880 p.

22. Gelman A., Carlin J., Stern H. Bayesian data analysis, third edition, – Boca Raton: CRC Press, 2013. – 656 p.

23. Horne R. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. – Dallas: Petroway, Inc, 1997. – 257 p.
24. House L., Hill J. Principles of Applied Reservoir Simulation. – Burlington: Elsevier Inc, 2006. – 511 p.
25. Lapan M. Deep reinforcement learning hands-on. Second edition. – Birmingham: Packt Publishing. 2020. – 798 p.
26. Lutz M. Learning Python, 3rd Edition. – Sebastopol: O'Reilly Media, Inc, 2007. – 752 p.
27. Milliken C. Python Projects for Beginners. – New York: Apress, 2020. – 332 p.
28. Peaceman D. Fundamentals of numerical reservoir simulation. – Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 2000. – 168 p.
29. Phillips D. Python 3 Object-oriented Programming. Second edition – Birmingham: Packt Publishing, 2015. – 431 p.
30. Sutton R, Barto A. Reinforcement Learning: An Introduction. Second edition. – Cambridge, London: The MIT Press, 2018. – 526 p.
31. Sutton R, Barto A. Reinforcement Learning: An Introduction. First edition. – Cambridge, London: The MIT Press, 1998. – 398 p.

Таблица А.1 – Перевод названий состояний среды

Название на рисунке	Перевод	Название на рисунке	Перевод
No info	Отсутствие информации	Reservoir data	Данные о пласте
New well	Новая скважина	Influence of HF	Влияние гидроразрыва пласта
Seismic info	Сейсмическая информация	Influence of acidizing	Влияние кислотной обработки
Sidetrack	Боковой ствол	Influence of water injection	Влияние закачки воды в пласт
Core data	Данные на основе керна материала	Influence of polymer injection	Влияние закачки полимеров в пласт
Log data	Данные из ГИС	Influence of steam injection	Влияние закачки пара в пласт
Oil flow	Приток нефти	Influence of gas injection	Влияние закачки газа в пласт
New well –	Perforation	All required info	Вся необходимая информация
Fluid contact depth correction	Уточнение глубины ВНК		

Таблица А.2 – Название возможных действий агента

Направление (откуда – куда)	Название действия	Направление (откуда – куда)	Название действия
Отсутствие информации – Сейсмическая информация	Сейсморазведка	Приток нефти – Данные о пласте	ГДИС
Отсутствие информации – Новая скважина	Бурение скважины	Влияние гидроразрыва пласта – Данные о пласте	ГДИС
Сейсмическая информация – Новая скважина	Бурение скважины	Влияние кислотной обработки – Данные о пласте	ГДИС
Сейсмическая информация - Боковой ствол	Бурение бокового ствола	Данные о пласте – Новая скважина	Бурение скважины
Новая скважина - Сейсмическая информация	Сейсморазведка	Данные о пласте – Влияние закачки воды в пласт	Заводнение пласта
Новая скважина – Данные на основе кернового материала	Отбор и изучение кернового материала	Данные о пласте – Влияние закачки полимеров в пласт	Полимерное заводнение
Новая скважина – Данные из ГИС	ГИС	Данные о пласте – Влияние закачки пара в пласт	Закачка пара в пласт
Новая скважина – Приток нефти	Перфорация продуктивного интервала	Данные о пласте – Влияние закачки газа в пласт	Закачка газа в пласт


Новая скважина – Данные о пласте	ГДИС	Данные о пласте – Вся необходимая информация	Сбор всей информации
Данные из ГИС – Уточнение глубины ВНК	RFT (MDT)	Влияние закачки полимеров в пласт – Вся необходимая информация	Сбор всей информации
Приток нефти – Влияние кислотной обработки	Кислотна обработка	Влияние закачки воды в пласт – Вся необходимая информация	Сбор всей информации
Данные из ГИС – Новая скважина	Бурение новой скважины	Влияние закачки пара в пласт – Вся необходимая информация	Сбор всей информации
Данные из ГИС – Данные на основе керна материала	Отбор и изучение керна материала	Влияние закачки газа в пласт – Вся необходимая информация	Сбор всей информации
Данные из ГИС – Oil flow	Перфорация	Данные на основе керна материала – Данные из ГИС	ГИС
Данные из ГИС – Данные о пласте	ГДИС	Данные на основе керна материала – Приток нефти	Перфорация
Приток нефти – Данные из ГИС	ГИС	Приток нефти – Влияние гидроразрыва пласта	Проведение гидроразрыва пласта

Development of an algorithm for optimizing the process of operating an oil field in the Kaymysovsky anticline based on machine learning methods

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Гирич Н.А.		14.08.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		14.08.20

5 Research results

5.1 Results in decision making process

Using the previously built Markov Chain, studies were conducted in which the agent tried to find the optimal way from the initial state to the final one under conditions of STOIIP calculation and oil production increase. For these purposes, only those actions and states of the Markov Chain that provide information for specific conditions were used. For example, the STOIIP calculation left only the following states and actions between them (Figure B.1), after which the data are included in the STOIIP calculation formula:

$$STOIIP = \frac{GRV * NTG * porosity * saturation}{oil\ formation\ volume\ factor} \quad (10)$$

where GRV – gross rock volume, m³;

NTG – net-to-gross, m;

φ – porosity, fraction;

S_o – oil saturation, fraction;

b_o – oil formation volume factor, m³/m³;

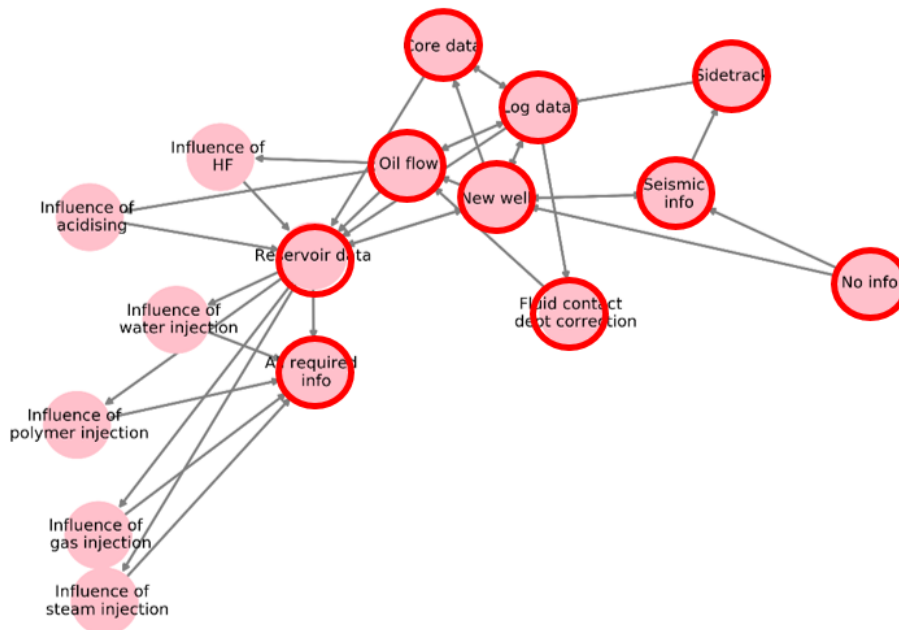


Figure B.1 – States which give us information about STOIIP

In order to implement the method when planning a survey, it was assumed that STOIP will increase by 5 MM dollars equivalent after the entire survey cycle has done. The rewards are then recalculated from the final state ("All required info"). After calculating all the rewards for the above states, the agent was trained by implementing a certain number of code iterations that take into account the above constraints in the Markov chain. As a result, the agent has identified the following way of conducting research for STOIP calculation (Figure B.2):

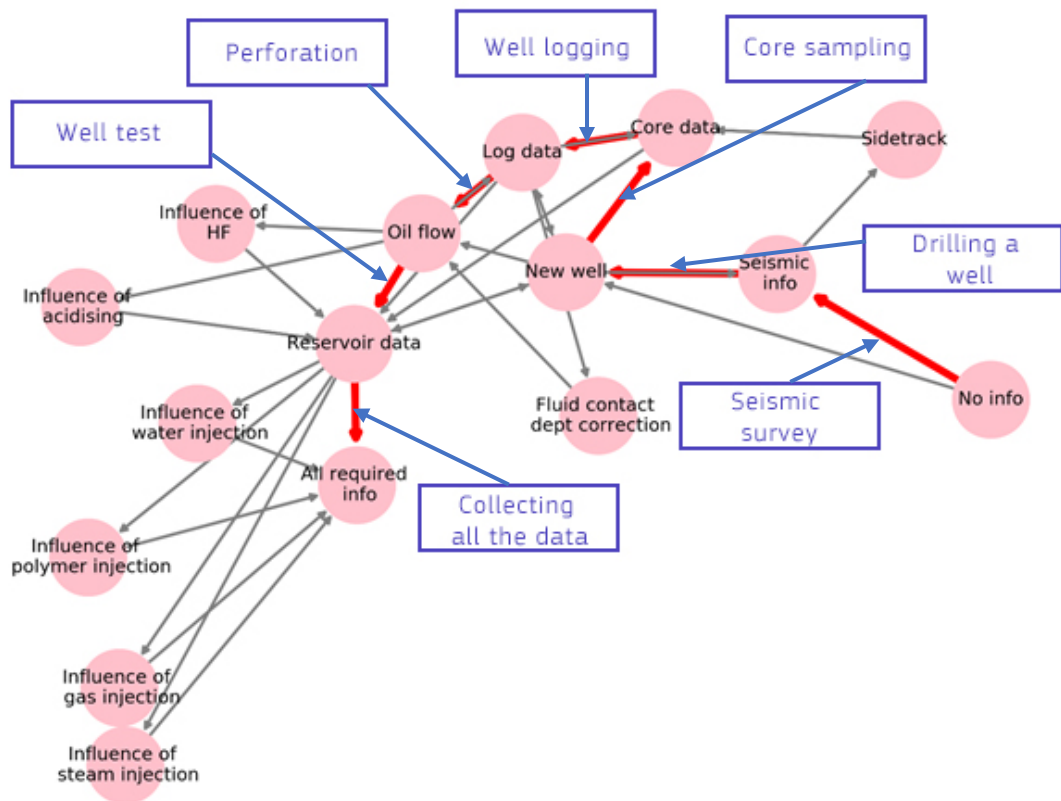


Figure B.2 – Agent’s best policy for STOIP calculation research if there is no information

Red arrows show the way which agent will move in this specific case. Here, after the "Seismic info" state, the agent has 2 possible paths of action:

1. Drill a new well.
2. Drill the sidetrack.

In this case the logic of agent's decision making is realized through estimation of price of information and recalculation into reward. The probability of sidetrack drilling success depends on the remoteness of the area of interest. Up to a certain distance, the probability of success is the same as when drilling a new well, but after that it decreases depending on the increase in distance from the already drilled well. The project takes as an example the case where the success rate of sidetrack drilling starts to decrease if the distance becomes more than 1000 m, while decreasing by 5% every 100 m (maximum remoteness in this case is only 1567 m).

Moreover, after a successful seismic survey, we no longer need to repeat each time we have a seismic survey. Therefore, the initial state for all further studies will be the "Seismic info" state. As the result, the agent had chosen next policy (Figure B.3):

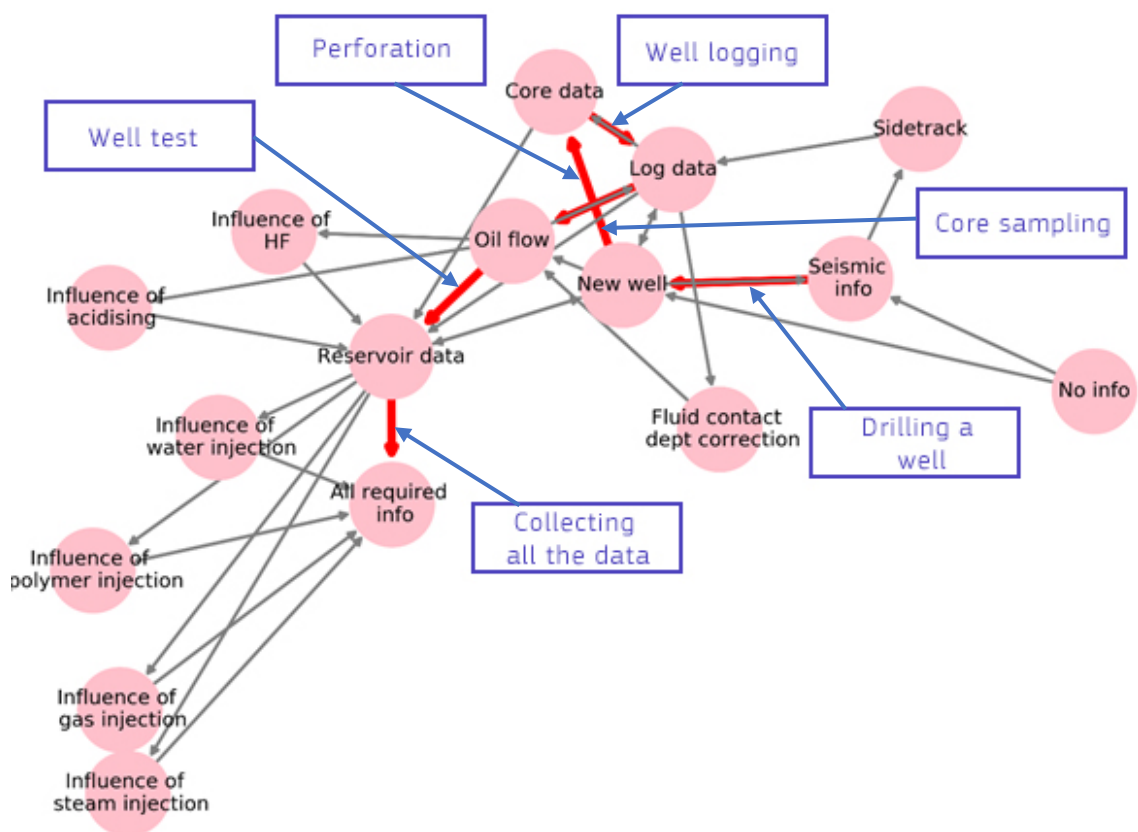


Figure B.3 - Agent's best policy for STOIIP calculation research if we have seismic info and zone of the interest is remoted too far away to drill sidetrack

Next, the policy for the case of STOIIP calculation and the remoteness of the less boundary condition was obtained (Figure B.4). Here the agent had chosen that the drilling of a sidetrack is better than drilling a new well according to rewards and actions process. Actions between states “New well”, “Core data” and “Log data” will not be done since there is no connection between initial state (“Seismic info”) and “New well”.

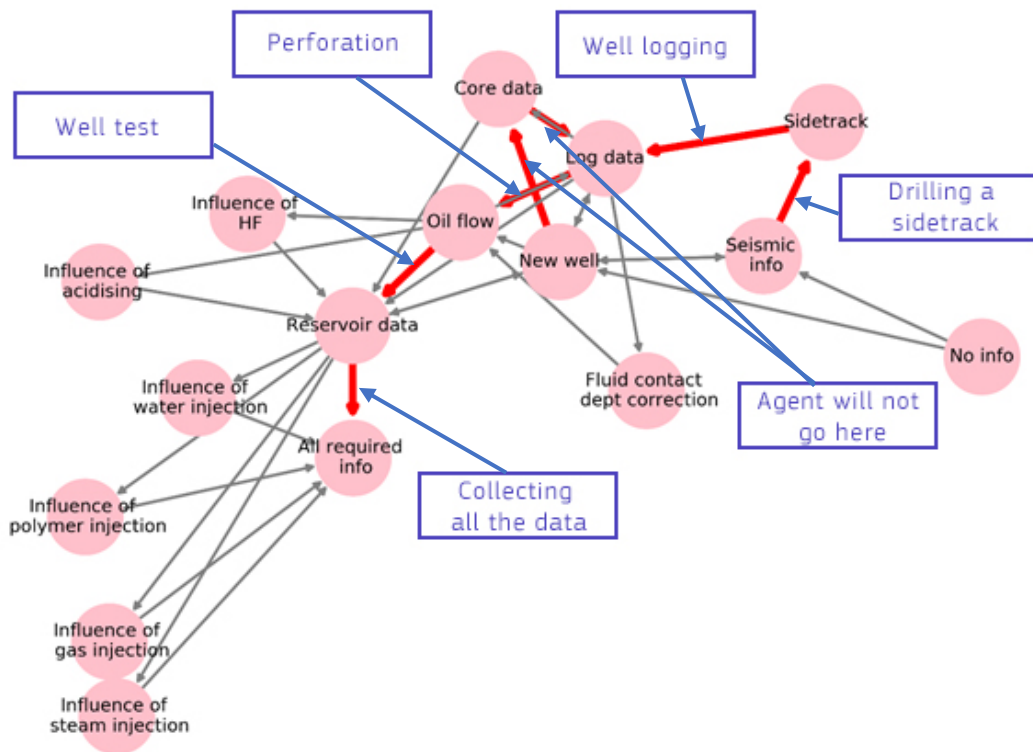


Figure B.4 – Agent’s best policy for STOIIP calculation research if seismic info is present and zone of the interest is less remotod than maximum possible remoteness

The next step was obtaining results for this Markov chain to increase oil production. For this purpose, we also chose the states and actions that will be taken into account in oil production increase. Average values of the skins after perforation and hydraulic fracturing were also calculated, for this purpose statistics of the skins values for 149 wells of oilfield "XYZ" were collected (data’s statistics are given in Appendix). Then the data taken from the form oilfield "XYZ" was added to the

program for calculating oil production through Dupuit's formula. The obtained values were used to calculate cumulative cash flows from oil production through 3 years and these cash flows were used as final data for calculating rewards for further training of the agent. Finally the results, after a certain amount of training, depending on the remoteness from existing wells are shown on figures 10 and 11. The comparison that prove the optimality of the policy is shown in tables Б.1, Б.2 and figures Б.5, Б.6. Further, data from the K field was added to the program to calculate the Dupuit formula oil production. The values obtained were used to calculate the total cash flow from oil sales over a period of 3 years and use these cash flows as awards for further agent training.

Table 5.1 – Statistical estimation of skin value after perforation

Number of data samples	37
Student's coefficient for 95% confidence interval	2.028
Mean value of skin	2.41
95% confidence interval	(1.74; 3.08)

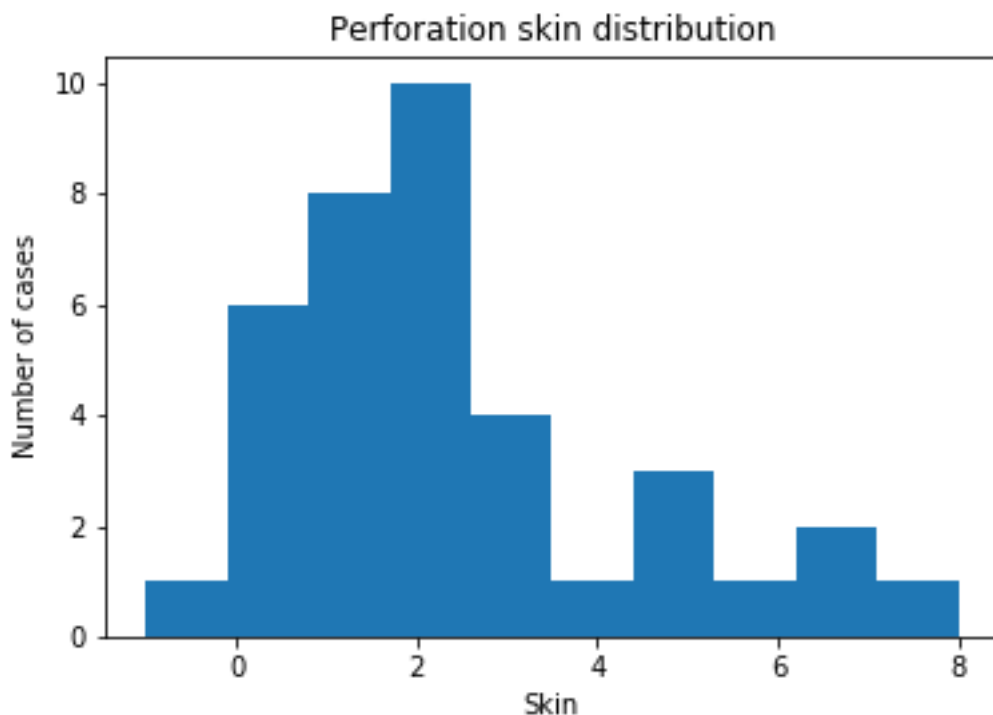


Figure B.5 – Histogram of skin values after perforation on “K” oilfield

Table 5.2 – Statistical estimation of skin value after hydraulic fracturing

Number of data samples	86
Student's coefficient for 95% confidence interval	1.986
Mean value of skin	-4.78
95% confidence interval	(-4.99; -4.52)

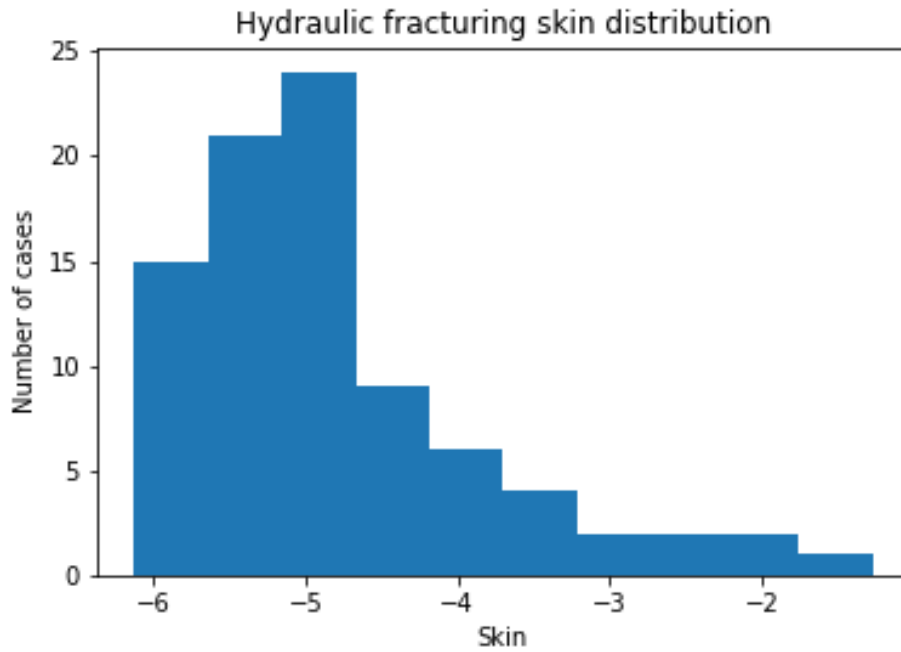


Figure B.6 – Histogram of skin values after hydraulic fracturing on “K” oilfield

After some training and according to the remoteness from existing wells, optimal strategies were obtained (Figures 5.7 -5.8).

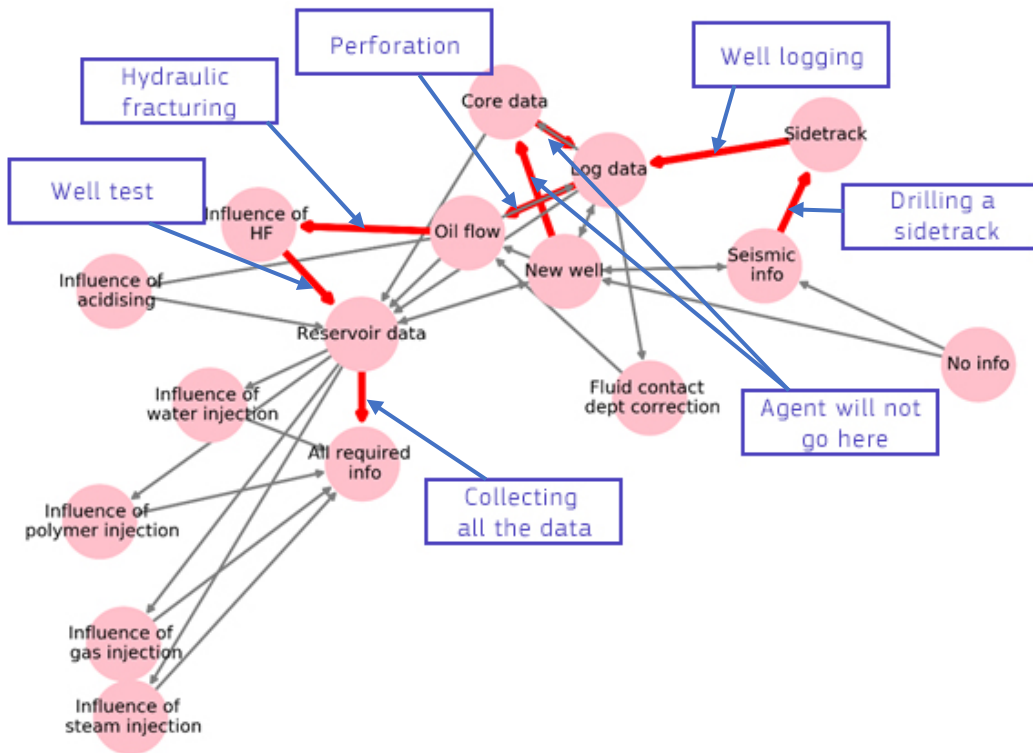


Figure B.7 – Agent’s best policy for increasing oil production if zone of the interest is less remotod than maximum possible remoteness

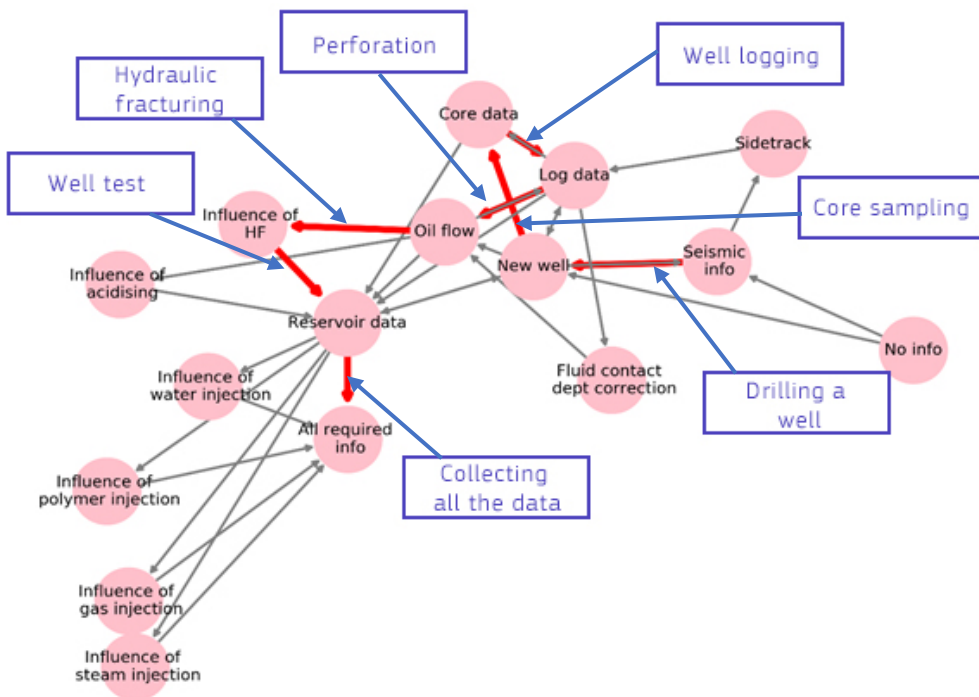


Figure B.8 – Agent’s best policy for increasing oil production if zone of the interest is more remotod than maximum possible remoteness

5.2 Drilling queue results

Then we tested the script of the program for determining the optimal well drilling sequence, the main idea of which was to increase oil production at early stages. The Markov chain (Figure 4.3) was used in the program to find the optimal strategy. To implement this script, it was necessary to take data from the model (permeability, oil saturation, etc.). This approach is not quite convenient due to the large amount of time spent on data preparation. After agent training, the following results were obtained (Figure B.9), which represent the sequence of drilling and bringing wells into operation (red arrows show the sequence obtained as a result of agent training). The initial flow rate of the well calculated by Dupuit formula was used as a reward.

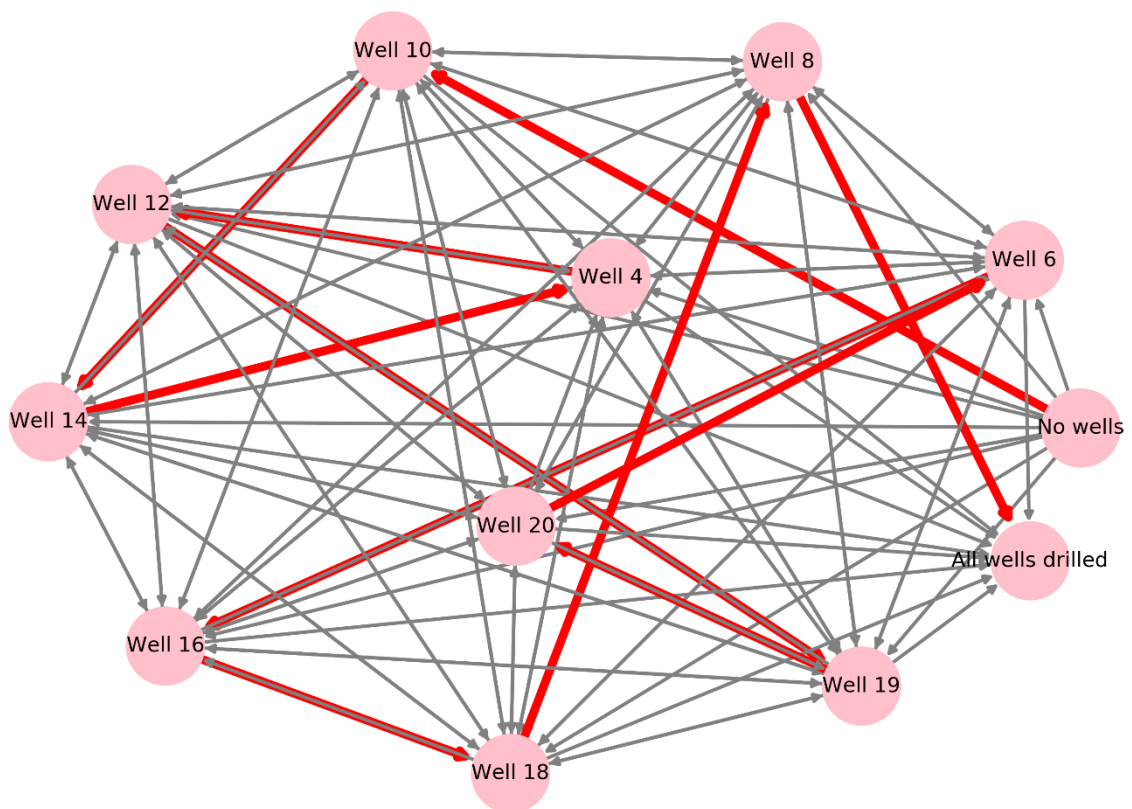


Figure B.9 – Optimal drilling queue

In order to check if this strategy is the best one, this sequence was set in the hydrodynamic simulator and compared with several other sequences. The development process was simulated for 10 years. The results of the comparison are

represented in Table B.3. The optimal strategy corresponds to a strategy named result_optimal.

Table B.3 – Oil recovery factor comparison in different scenario

	DynamicModel: result_example: FIPNUM:oil recovery factor (Production), %	DynamicModel: result_optimal: FIPNUM: oil recovery factor (Production), %	DynamicModel: result: FIPNUM: oil recovery factor (Production), %
02.08.2020	0	0	0
02.09.2020	0,0222038707636596	0,0331340207880417	0,0386542152217296
02.09.2021	1,05546763673899	1,07779398490586	0,974060495250686
02.09.2022	1,84864005584464	1,8601123244757	1,80113014905829
02.10.2023	2,71948778320988	2,72856328887757	2,67778898809867
02.10.2024	3,52519096746957	3,53300034686523	3,48529604060916
02.10.2025	4,33467151016912	4,3413286002013	4,29585035554324
02.10.2026	5,14565616289306	5,1513075059719	5,10708504452435
02.10.2027	5,95314815971043	5,95809164177556	5,91396326198408
02.10.2028	6,75529769873385	6,75985318684001	6,71578681793204
02.10.2029	7,54795851031522	7,55207786067644	7,50809017981433
02.10.2030	8,33276170774327	8,33653031853376	8,29247294708907
02.10.2031	9,10566568563407	9,10915243206492	9,06491532846327

Also, Figures B.10 and B.11 show the graphs of oil recovery factor and cumulative oil production for better representation of results.

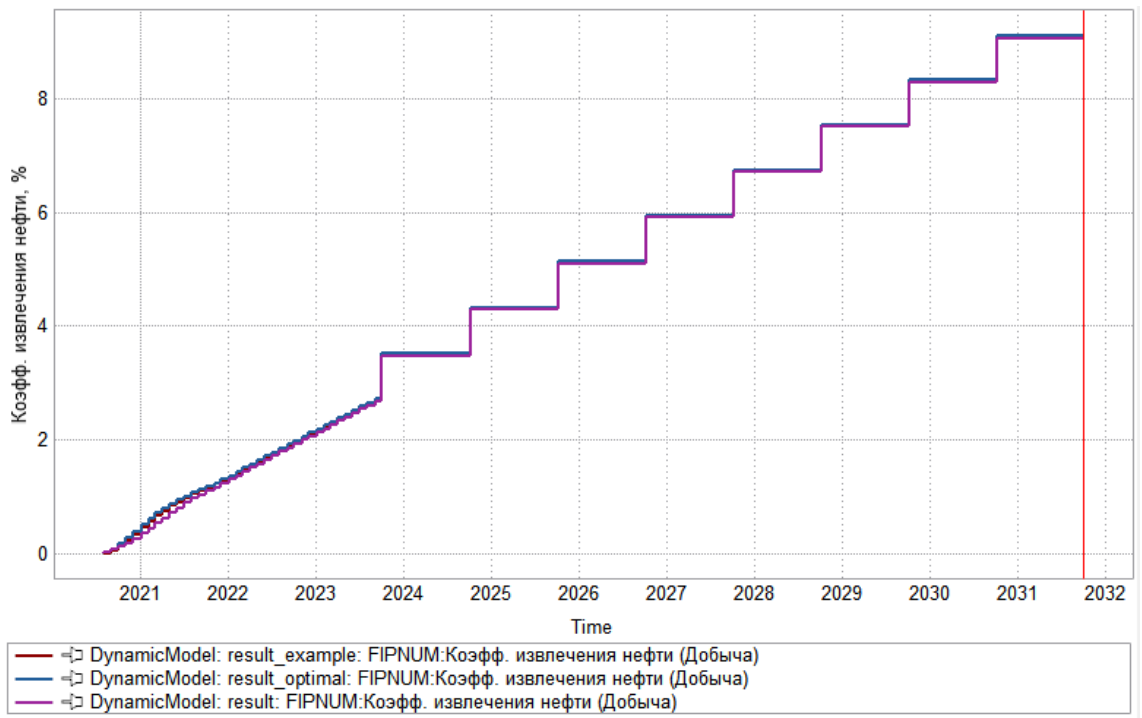


Figure Б.10 – Oil recovery factor comparison in different scenario

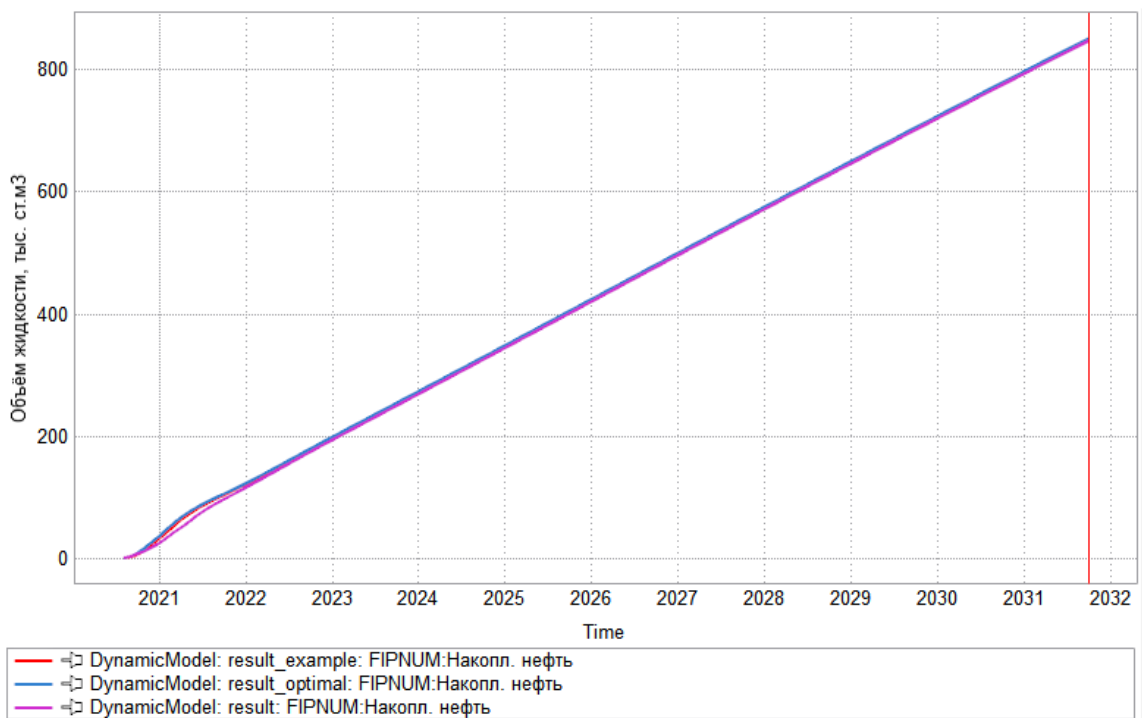


Рисунок Б.11 – Cumulative oil production comparison in different scenario

It is easy to notice that the strategy proposed by the agent is the best one, since under equal conditions it allows increasing the IFS from 0.003% to 0.027% (from 356 to 4163 m³). The most significant in this case is the growth of

production at the initial stage, which in turn should accelerate the payback period (even if not significantly).