

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

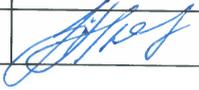
Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Методология подбора оптимального комплекса ГИС для различных обстановок осадконакопления с целью снижения неопределенностей подсчётных параметров (на примере нефтяного месторождения Каймысовского свода)

УДК 550.8:553.98:551.3.051(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Фицнер Артём Фёдорович		14.08.20

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Белозёров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		14.08.20

Руководитель отделения

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Рукавишников В.С.	PhD		14.08.20

По разделу «Социальная ответственность»

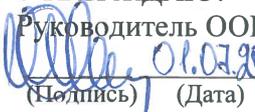
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		14.08.20

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		18.08.2020

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) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 О.С. Чернова
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Фицнеру Артёму Фёдоровичу

Тема работы:

Методология подбора оптимального комплекса ГИС для различных обстановок осадконакопления с целью снижения неопределенностей подсчётных параметров (на примере нефтяного месторождения Каймысовского свода)
--

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	Набор данных ГИС по шести скважинам нефтяного месторождения Каймысовского свода, результаты лабораторных исследований керна из этих скважин и его описание.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Введение (описание проблемы и постановка задачи);</p> <p>Анализ факторов, влияющих на методы ГИС для определения подсчетных параметров пласта;</p> <p>Фациальный анализ по данным керна и ГИС;</p> <p>Определение оптимальных методов оценки пористости по ГИС для выделенных фаций, анализ неопределенности и распределения значений пористости;</p> <p>Заключение и рекомендации для дальнейших исследований.</p>
---	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<p>Фрагменты каротажных кривых с фотографиями керна при электрофациальном анализе;</p> <p>Планшеты с проинтерпретированными кривыми пористости и интервалами неопределенности;</p> <p>Гистограммы распределения значений пористости по разным методам</p>
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рукавишников В.С., PhD, доцент ОНД НИ ТПУ
Социальная ответственность	Белозёров В.Б., д.г.-м.н., профессор ОНД, НИ ТПУ

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

1	Основные методы ГИС для определения подсчётных параметров пласта
2	Электрофациальный анализ и определение фаций по керновым данным

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
Профессор ОНД, зав. лабораторией ЦППСНД	Белозёров В.Б.	Д.г.-м.н.		01.07.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Фицнер Артём Фёдорович		01.07.20

Форма задания для раздела магистерской диссертации
 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Фицнеру Артёму Фёдоровичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>Виды затрат (в рублях):</p> <ul style="list-style-type: none"> • материальные – 2364; • затраты на специальное оборудование 66400; • основная заработная плата 15591,05; • дополнительная заработная плата 1870,93; • отчисления во внебюджетные фонды 4732,19; <p>Общий бюджет затрат НИР – 90958,17.</p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>Приказ Департамента тарифного регулирования Томской области №6-585 от 11.12.2019 «О тарифах на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Томской области на 2020 год.</p> <p>Оклад руководителя ВКР - приказ №5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.».</p> <p>Районный коэффициент-1,3.</p> <p>Премиальный коэффициент-0,2.</p> <p>Коэффициент доплат и надбавок-1,3.</p>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>Отчисления во внебюджетные фонды (27,1 %).</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

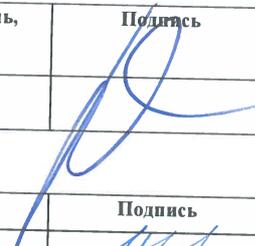
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений	Потенциальные потребители результатов исследования. Матрица – SWOT. Оценка проекта по технологии QuaD.
2. Планирование научно-исследовательских работ	Структура работ в рамках научного исследования. Определение трудоёмкости выполняемых работ. Разработка графика проведения научного исследования.
3. Бюджет научного исследования	Расчёт материальных затрат. Расчёт затрат на специальное оборудование для научных исследований. Расчёт основной заработной платы исполнителя. Расчёт дополнительной заработной платы исполнителя. Расчёт отчислений во внебюджетные фонды.
4. Анализ потенциальных рисков и разработка мер по управлению ими	Качественный анализ рисков.
5. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица – SWOT
2. Перечень этапов работ и распределение исполнителей
3. Временные показатели проведения научного исследования
4. Бюджет затрат.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.07.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	PhD		08.07.2020.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ГМ81	Фицнер Артём Фёдорович		08.07.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Фицнеру Артёму Фёдоровичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования</p>	<p>В качестве объекта исследования рассмотрим рабочее место инженера, который выполняет исключительно умственную напряжённую работу за персональным компьютером в течение всего рабочего дня.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>При написании раздела использованы следующие нормативные документы:</p> <p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).</p> <p>2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы от 13.06.2003 N-118 (ред. от 21.06.2012).</p> <p>3. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора.</p>
<p>2. Профессиональная социальная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования</p> <p>– 2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на исследователя</p>	<p>Описаны основные вредные и опасные факторы, а также их влияние на здоровье человека и окружающую среду.</p> <p>1) загрязнение воздуха пылью;</p> <p>2) опасность поражения электрическим током;</p>

	<p>3) недостаточная освещённость рабочей зоны;</p> <p>4) длительное пребывания в одном и том же положении;</p> <p>5) монотонность труда.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <p>3.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду</p> <p>3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды</p>	<p>Такие металлы, как свинец, сурьма, ртуть, кадмий и мышьяк, входящие в состав электронных компонентов, переходят под воздействием внешних условий в органические и растворимые соединения и становятся сильнейшими ядами, способными вызвать большие экологические проблемы</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований</p> <p>4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>	<p>Наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при работе с ПК – пожар, поскольку в современных ПЭВМ очень высокая плотность размещения элементов электронных схем.</p> <p>Возникновение других видов ЧС – маловероятно.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.07.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД, зав. лабораторией ЦППСНД	Белозёров В.Б.	д.г.-м.н.		08.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Фицнер Артём Фёдорович		08.07.2020

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования магистр
 Отделение школы (НОЦ) ОНД
 Период выполнения 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)
07.07.2020	Литературный обзор	
22.07.2020	Исследовательская часть	
28.07.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
04.08.2020	Социальная ответственность	
07.08.2020	Оформление текста	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД, зав. лабораторией ЦППСНД	Белозёров В.Б.	Д.Г-М.Н.		17.08.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н.		18.08.2020

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 128 страниц, 36 рисунков, 25 таблиц и 33 литературных источников.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин (ГИС), подсчётные параметры, пористость, плотностной каротаж, акустический каротаж, нейтронный каротаж, электрофациальный анализ, неопределенность.

При формировании комплекса ГИС часто испытывают трудности в выборе методов, которые позволят оценить параметры с меньшей неопределенностью и избежать дополнительных затрат доразведку. Объектом исследования является нефтяное месторождение Каймысовского свода, представленное данными ГИС и керном по 6 скважинам.

Целью работы является определение наиболее подходящего метода ГИС для определения подсчётных параметров с наименьшей неопределенностью в пластах определенных фаций. Для этого были проанализированы факторы, влияющие на измерения, и ограничения методов ГИС в данных скважинах; определены фации, присутствующие в каждой скважине, и их характеристики на основании керновых данных и посредством электрофациального анализа; рассчитаны значения пористости разными методами; проведен анализ неопределенности, чувствительности и построены гистограммы распределения значений пористости. В результате диапазоны неопределенностей для значений пористости практически одинаковы для всех методов: плотностного, нейтронного и акустического. Однако в некоторых скважинах диапазон неопределенности пористости по акустическому методу имеет более низкий диапазон, чем по нейтронному, в то время как по плотностному методу диапазон наибольший.

Областью применения находится в сфере оценке подсчётных параметров пласта на этапе геологоразведочных работ. Предложенный алгоритм действий позволит избежать использования менее точных методов ГИС для оценки пористости на последующих стадиях изучения месторождения.

Сокращения

АК – акустический каротаж;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГГКП – гамма-гамма каротаж плотностной;

ГК – гамма каротаж;

НК – нейтронный каротаж;

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина.

Оглавление

Введение.....	16
1 Основные методы ГИС для определения подсчётных параметров пласта	18
1.1 Возможные проблемы и влияние методов на результат исследований	19
1.2 Геологические и скважинные факторы, влияющие на результаты измерений	22
1.2.1 Акустический каротаж	22
1.2.2 Нейтронный каротаж.....	23
1.2.3 Плотностной каротаж.....	25
1.2.4 Гамма каротаж.....	28
1.2.5 Каротаж собственной поляризации	30
1.3 Области применения.....	32
1.3.1 Акустический каротаж	32
1.3.2 Нейтронный каротаж.....	34
1.3.3 Плотностной каротаж.....	35
1.3.4 Гамма каротаж.....	36
1.3.5 Каротаж собственной поляризации	38
2 Электрофациальный анализ и определение фаций по керновым данным	40
3 Оптимальные методы подсчета пористости.....	47
3.1 Определение оптимального метода подсчета пористости	47
3.2 Анализ неопределенности.....	55
3.2.1 Параметры диапазона неопределенности и расчет значений P10, P50 и P90	57
3.2.2 Распределение значений пористости.....	63
3.2.3 Рекомендации для дальнейших исследований	65

4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
4.1	Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений.....	67
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	67
4.1.2	SWOT – анализ.....	68
4.1.3	Оценка проекта по технологии QuaD.....	71
4.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	72
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	72
4.2.2	Определение трудоёмкости выполняемых работ	73
4.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	75
4.3	Бюджет научного исследования	75
4.3.1	Расчёт материальных затрат	75
4.3.2	Расчёт затрат на специальное оборудования для научных исследований	76
4.3.3	Расчёт основной заработной платы исполнителя.....	77
4.3.4	Расчёт дополнительной заработной платы.....	78
4.3.5	Расчёт отчислений во внебюджетные фонды	79
4.4	Анализ потенциальных рисков и разработка мер по управлению ими.....	80
4.4.1	Качественный анализ рисков	80
4.5	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной и экономической эффективности исследования	81
5.	Социальная ответственность	85
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.1.1	Специальные (характерные для рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	85
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	86
5.2	Профессиональная социальная безопасность	89
5.2.1.	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	90

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на исследователя.....	91
5.3 Экологическая безопасность.....	92
5.3.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	92
5.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	96
5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	96
Заключение	100
Список использованных источников литературы	101
Приложение А	104
Приложение Б.....	114

Введение

Оценка подсчётных параметров пласта является очень важным процессом, в ходе которого возникают сложности по причине ограниченной информации, дающей представление о свойствах горных пород на большой глубине, полученной разными методами. Различное вертикальное разрешение приборов, глубинность исследования и множество других факторов, в том числе и геологических, приводят к неизбежным неопределенностям в интерпретируемых параметрах. Эти параметры необходимы для понимания структуры пласта, определения условий осадконакопления и распределения свойств при создании геологических, гидродинамических моделей объектов разработки и самой стратегии разработки. По результатам каротажного анализа может быть оценена общая и эффективная пористость, которая используется для определения проницаемости, водонасыщенности и других параметров оценки запасов. Геологические разрезы зачастую являются сложными и с высокой степенью неоднородности, что приводит к дополнительным трудностям при оценке параметров.

Правильно сформированный комплекс ГИС позволит улучшить знание параметров пласта-коллектора, поможет определить обстановки осадконакопления, что в дальнейшем приведет к более корректному распределению свойств в межскважинном пространстве при геологическом моделировании, а также позволит минимизировать дорогостоящие отборы керн и проб на начальных этапах оценки параметров пласта. Таким образом, правильно спланированный комплекс методов ГИС и его комбинирование с другими источниками информации позволит решить геологические задачи.

В данной работе не будут рассмотрены все возможные методы определения всех переменных уравнение для подсчёта запасов нефти или газа. Наиболее распространенные методы определения пористости через плотностной, акустический и нейтронный каротажи с поправкой на глинистость, посчитанную по гамма-каротажу, будут рассмотрены. Интерпретация данных

ГИС будет выполняться в программном обеспечении Techlog, корреляционная панель для отслеживания пластов и определения фация выполнена в Petrel. Эффективные пористости, определенные по каждому методу, будут сравниваться для каждой фации, которые вскрывают скважины. Для анализа неопределенности пористости будет использоваться метод Монте-Карло и будут рассчитаны параметры P (процентиль) 10, 50 и 90. Каждый случай индивидуален и выбранный метод для определения пористости может варьироваться в зависимости от условий и может быть дополнен другими методами в зависимости от поставленных задач.

1 Основные методы ГИС для определения подсчётных параметров пласта

К основным подсчётным параметрам пласта относятся переменные, входящие в уравнение (1.1) для подсчёта начальных геологических запасов нефти объёмным методом, который наиболее часто используется на всех стадиях геологоразведочных работ [10]:

$$Q = F \cdot h_{эфн} \cdot \phi \cdot (1 - S_e) \cdot \theta \cdot \sigma_n, \quad (1.1)$$

где Q – начальные геологические запасы, тыс. т; F – площадь залежи, тыс. м²; $h_{эфн}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность, м; ϕ – коэффициент открытой эффективной пористости, доли единиц; S_e – коэффициент водонасыщенности, доли единиц; θ – объёмный коэффициент нефти, учитывающий её усадку, доли единиц; σ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

Характеристики пласта определяются по информации, полученной с каждой скважины с привлечением аналогий по соседним одновозрастным и однотипным по геологическому строению залежам. Выделение пород коллекторов проводится по прямым признакам с ГИС-диаграмм с учетом граничных значений.

Площадь залежи определяется по структурной карте, построенной по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ. Некоторые методы ГИС позволяют надежно определять положения межфлюидных контактов, кровли и подошвы пласта для определения мощности, но эффективная нефтенасыщенная мощность определяется после применения критериев отсечения по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Коэффициент эффективной пористости ϕ , как и коэффициент водонасыщенности S_e , принимается по данным пробуренных скважин по результатам керновых исследований и / или по результатам интерпретации данных ГИС. При расчёте по керну берется среднее арифметическое из всех наблюдаемых значений в проницаемых интервалах, а по ГИС – средневзвешенное по эффективной нефтегазонасыщенной толщине.

Значения объёмного коэффициента и плотности нефти определяются по результатам анализов глубинных проб при дифференциальном разгазировании.

Различный отклик АК, НК и ГГКП на разные типы пустотного пространства и заполняющий их флюид служит физической основой определения относительного содержания пор в породе. Обоснование проводят по результатам анализа керна. Перед использованием данных ГИС для определения подсчётных параметров необходимо выполнить контроль качества на пластах с известными значениями измеряемых параметров независимо от калибровок зондов.

1.1 Возможные проблемы и влияние методов на результат исследований

Оценка подсчётных параметров пласта в основном включает в себя определение петрофизических параметров и их экономической значимости. Методы ГИС являются полезным инструментом для оценки таких петрофизических параметров, как эффективная пористость, насыщенность, мощность – все они влияют на геологические запасы нефти и газа. Величина пористости играет особую роль, так как некоторые параметры можно оценить именно через пористость и корреляционные зависимости с керновыми данными. Правильное применение определенных методов каротажа и последующая интерпретация данных позволяют снизить затраты на исследования путем исключения некоторых методов ввиду их нецелесообразности или меньшей информативности и надёжности в определенных условиях. Зачастую специалисты-петрофизики имеют дело с ограниченным набором данных по ГИС, подверженных влиянию того, как откалибровали инструменты, как обработали записанные данные – всё это влияет на конечный результат и последующее геологическое и гидродинамическое моделирование. Данные ГИС не являются всегда достоверными и подвержены влиянию неопределенностей.

Одним из источников неопределенностей является сам метод исследования, поскольку помимо выполнения поправок для учёта влияния скважинных условий, типа бурового раствора и калибровки зонда, необходимо выбрать такой метод, который обеспечит достоверными данными в зависимости от геологических условий пласта. Чем больше методов использовано для исследования и получено больше данных, тем меньше неопределенностей, однако, возникает вопрос об экономической целесообразности и следует определить необходимый баланс между получением надежных данных и финансовыми затратами.

Сбор качественной геологической информации является дорогостоящим и необходимым процессом, так как она позволяет принимать более эффективные решения для достижения прибыли, оптимальных финансовых затрат и снижения всех соответствующих рисков. Проведенный комплекс ГИС считается успешным, если полученные ключевые параметры пласта являются действительными, полноценными и стоимость исследований экономически оправдана., в противном случае некорректно подобранные методы могут привести к:

- высокой неопределенности в петрофизических свойствах, выведенных в результате интерпретации данных ГИС, что приводит к ошибкам при усреднении параметров и их присвоении ячейкам геологической модели;
- заблуждениям при фациальном анализе, которые негативно повлияют на понимание расположения тел-коллекторов, распределение свойств и разработку месторождения;
- отсутствие репрезентативности и достоверности данных ГИС ввиду неблагоприятных скважинных, геологических условий пласта.

Зачастую не каждый из имеющихся в комплексе методов исследования используется при интерпретации, потому что, например, качество исследования низкое или полученный параметр плохо коррелируется с керновыми данными.

Следовательно, можно избежать использования некоторых методов в определенных случаях, что позволит оптимизировать экономические затраты.

Все вышеперечисленные недостатки негативно влияют на подсчёт запасов, более того, могут быть приняты неправильные решения касательно будущих программы разбуривания месторождения и стратегии разработки, которые могут привести к более серьезным последствиям. Например, автор [29] рассказывает об ошибке, которая привела к недооценке запасов при подсчёте по результатам ГИС. При интерпретации нефть, содержащаяся в песчаных прослоях между глинами, не была учтена, и впоследствии накопленная добыча нефти превысила ожидаемые запасы. При последующей переоценке и пересчёте критериев отсечения запасы были удвоены. Также было установлено, что иногда включение глинистых прослоев при подсчёте запасов, не являющихся коллектором, может компенсировать недоучёт запасов нефти из-за переоценки водонасыщенности S_w в коллекторе.

Некоторые каротажные методы используются на постоянной основе для разведки, в процессе бурения, заканчивания и капитального ремонта скважин. Наиболее распространенным подходом является использования стандартного набора методов ГИС независимо от условий в стволе скважины. Данная практика основана на том факте, что именно такой комплекс методов хорошо зарекомендовал себя на других объектах исследований и в других скважинах [23]. Такой подход позволяет снизить затраты благодаря быстрому принятию решений, так как не надо тратить время на анализ факторов и подбор подходящих методов; исключению трудоёмких операций по использованию разных зондов на разных глубинах, что снижает время на спуско-подъёмные операции.

По этим причинам в данной работе предлагается определить оптимальные метода каротажа на начальном этапе разведки, которые могут использоваться при дальнейшем разбуривании и исследовании пластов. Для этого, в первую очередь, нужно проанализировать условия применения методов, проанализировать факторы, влияющие на измерения. Также необходимо иметь

представление о том, к каким фациям относятся вскрытые скважинами продуктивные интервалы, степень их вертикальной неоднородности и латеральной выдержанности, что будет рассмотрено в следующей главе.

1.2 Геологические и скважинные факторы, влияющие на результаты измерений

1.2.1 Акустический каротаж

Затухание и амплитуда акустических волн зависят от геологических факторов и скважинных условий. К геологическим относятся:

- тип породообразующих минералов, их плотность и характеристики упругости, распределение в породе (слоистое или дисперсное);
- пористости и типа порового флюида, его состава, сжимаемости;
- температуры и давления не только флюида, но и матрицы породы;
- расположение зерен в породе и структура порового пространства.

При прочих равных условиях оказывается, что чем выше пористость и меньше плотность насыщающего флюида, тем ниже скорость волн. Скорость звука в воде также зависит от её минерализации.

Из скважинных условий можно выделить:

- - растяжение времени пробега, так как звуковая волна проходит более длинный путь и ослабевает, в случае если сигнал слишком слабый, то может случиться пропуск цикла и внезапное увеличение времени пробега, что скажется при расчете пористости;
- - диаметр скважины влияет на показания только если время пробега от излучателя до стенки и от стенки до приёмника больше, чем расстояние по

прямой от источника до приёмника (случается при диаметре ствола 0,6 м и решается центрированием прибора);

– - тип бурового раствора, затухание волны в скважине, заполненной воздухом или газом, будет очень сильным; данное явление отмечается при исследовании интервалов, выделяющих в буровой раствор газ;

– - проникновение раствора в породу; при глубоком проникновении расчет пористости не является проблемой, так как акустический зонд «читает» только промытую зону; при неглубоком проникновении или его полном отсутствии каротаж реагирует на поровый флюид, только если время пробега такой волны меньше чем время пробега напрямую через раствор до источника; в случае отсутствия проникновения и притока в скважине образуются пузырьки и происходит пропуск цикла из-за затухания;

– - радиальное растрескивание, то есть образование микротрещин из-за бурения приводит к повышению времени пробега, в результате обрушения пород могут образоваться вывалы, что приводит к завышенному времени пробега;

1.2.2 Нейтронный каротаж

По существу, нейтронный каротаж измеряет концентрацию водорода в среде, характеризующейся водородным индексом. Геологических факторов, влияющих на показания зондов множество, и они разных типов. В первую очередь важную роль играют породообразующие элементы, участвующие в замедлении нейтронов. Водород, в основном, влияет на их замедление. Поскольку содержание водорода в большинстве мономинеральных пород (кварц, кальцит, доломит и т.п.) равно нулю, то и их замедляющая способность мала; отсюда следует, что НК отражает пористость при условии, что водородный индекс порового флюида равен 1,0. Делается предположение, что присутствие

водорода характерно только в воде или углеводородах, что не всегда верно, потому что в породах могут содержаться минералы с атомами водорода в молекулах, что следует учитывать при расчёте пористости.

Помимо водорода, присутствие сильных поглотителей нейтронов, таких как хлор, литий, бор и др. оказывает влияние на плотность нейтронов. Следовательно, показания пористости следует скорректировать. Методы регистрации надтепловых нейтронов менее чувствительны к таким поглотителям.

Минеральный состав влияет на показания прибора. Данные каротажа пористости калибруются, как правило, в единицах пористости известняка и требуют корректировки на литологический состав матрица, что вносит свою долю неопределенности. Также высокие показания пористости регистрируются прибором напротив интервалов глин из-за наличия кристаллизационной воды. Следовательно, при наличии глины в породе требуется соответствующая поправка.

Присутствие легких нефтей и газа изменяет показания каротажа из-за низких значений водородного индекса. В результате кажущаяся нейтронная пористость пласта, насыщенного легкими углеводородами, будет ниже по сравнению с водонасыщенным пластом.

Комплексное действие температуры и давления приводит фактическому к повышению значений водородного индекса с увеличением глубины. Кроме того, давление влияет на процесс проникновения в породу.

Объём породы, охватываемый регистрируемым сигналом, зависит от конфигурации прибора, метода исследования и свойств пород. Чем выше пористость, тем, как правило, меньше глубина исследования. Нейтронный прибор большей частью (а иногда и полностью) «читают» зону проникновения [3].

Обстановки осадконакопления и смена фаций определяют толщину пластов и литологические комплексы. Соответственным образом это влияет на результаты нейтронного каротажа. Хотя кривые отражают сигнал от пластов 30-

60 см в зависимости расстояния «источник-детектор» или «детектор-детектор», регистрируемые показания редко достигают истинных значений. Для получения реалистичных значений толщина пласта должна составлять не менее двух метров.

В скважинах, пробуренных с использованием воздуха или с заполненной газом обсадной колонной, влияние скважинных условий на замедление и захват электронов пренебрежимо мало. В скважинах, заполненных жидкостью, степень влияния на показания зависит от минерализации (выше минерализация, ниже количество регистрируемых нейтронов), плотности бурового раствора (за счёт добавление утяжелителей снижается водородный индекс вблизи детектора). Чем больше диаметр скважины, тем сильнее свойства замедления и захвата [18], происходит ослаблений интенсивности сигнала от пласта по отношению сигнала от скважины. Для усиления сигнала прибор смещается от оси скважины и прижимается к стенке механическими рычагами. На зонды с прижимными рычагами влияет глинистая корка, из-за высокого содержания атомов водорода в корке значения водородного индекса получаются завышенными. Также обсадные колонны являются поглотителем нейтронов, в то время как цементное кольцо завышает водородный индекс.

Искажающее влияние среды будет разным для разных типов приборов [22]. Приборы с прижимными рычагами менее чувствительны к скважинным условиям, но в значительной степени реагируют на присутствие глинистой корки

1.2.3 Плотностной каротаж

Факторами, влияющими на результаты каротажа при определенном источнике и геометрии зонда, являются объёмная плотность, соотношение атомного номера Z к атомному весу элемента A [27]. Объёмная плотность в интервале, соответствующему размеру зонда или расстоянию между детекторами зависит:

- От плотности компонентов твердой фракции породы и их объёмного процентного содержания в породе;
- От плотности флюидов, их процентного содержания в породе (пористость) и в порах (насыщенность).

Следует особо подчеркнуть влияние следующих трех компонентов: глин, воды и углеводородов. Поскольку данные плотностного каротажа напрямую используются для расчета пористости, чувствительность к глинам здесь намного меньше, чем у нейтронного метода. Плотность сухих глин действительно близка к плотности кварца, и, следовательно, их роль для интерпретаторов примерно такая же, как у матрицы породы. Тем не менее влияние глин следует учитывать в процессе интерпретации при определении эффективной пористости или литологии уравнением (1.2), особенно если их фактические плотности значительно отличаются от некоторых минералов матрицы [3]:

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh}), \quad (1.2)$$

где ρ_{bc} – объёмная плотность с поправкой на влияние глины, ρ_b – объёмная плотность по показаниям каротажа, ρ_{ma} – плотность матрицы, ρ_{sh} – плотность глины и V_{sh} – объёмная процентное содержание глины.

Флюид, находящийся в порах зоны исследования зонда в основном фильтрат бурового раствора. Его плотность зависит от температуры, давления и является функцией его минерализации, что необходимо учитывать при интерпретации. Плотность углеводородов, особенно большинства газов, ниже, чем у воды; соответственно, одна и та же порода, если она насыщена газом, кажется более легкой (очевидно, более пористой), чем если бы была насыщена водой.

Влияние скважинных условий можно легко скорректировать для зондов с одним детектором, менее очевидно это для компенсированных зондов с двумя детекторами. Здесь играют роль несколько факторов, среди которых и номинальный диаметр скважины. Поскольку приборы на кабеле прижимаются к

стенке скважины, влияние диаметра скважины на компенсированный зонды особенно заметно при диаметре больше 0,25 м.

Коррекция на тип бурового раствора играет более важную роль для скважин, пробуренных на буровом растворе, поскольку воздух, будучи менее плотным веществом, поглощает меньшее количество γ -фотонов, чем буровой раствор. Также значительно влияет и утяжеление раствора баритом, увеличивающим плотность раствора, в результате поглощение гамма-излучения становится более интенсивным.

Характер стенок скважины влияет на показания приборов в зависимости от степени гладкости стенок, толщины глинистой корки и изменений плотности по радиусу исследования. Из-за негладкой стенки башмак зонда прилегает неплотно и отделяет зоны, заполненные раствором, присутствие которого значительно влияет на точность измерений. Степень влияния глинистой корки является функцией ее толщины и состава. Прижимной рычаг зонда имеет острые края и плотно прижимается к стенке, как правило срезая часть корки. Необходима компенсация для учета оставшейся толщины корки, также наличие барита в глинистой корке тоже влияет на результат исследования.

В зависимости от проникновения, характер флюида в зоне исследования зонда может быть разным (отсутствие зоны проникновения, частичная или полная замена пластового флюида фильтратом бурового раствора). Для того чтобы правильно оценить влияние зоны проникновения на показания прибора, необходимо, если это возможно, определить тип флюида в пределах зоны исследования. Например, по данным удельного сопротивления зондов с разной глубиной.

Среди факторов скважинной среды наиболее важными являются неровность стенок скважины, одной стороны, и наличие зоны проникновения – с другой. Коррекция первого фактора проводится эмпирическим путем за счет присвоения интервалу показаний плотности из тех интервалов, где рычаг зонда плотно прижимается к стенке скважины, или за счёт присвоения теоретического значения для известной породы, или значения, определенного по региональным

данным или данным с соседних скважин с использованием статистических методов.

Второй фактор имеет значительное влияние на результаты плотностного каротажа в интервалах коллекторов, насыщенных газом или легкой нефтью. В этом случае коррекция на влияние зоны требуется, чтобы получить для петрофизического анализа реальную плотность незатронутого проникновением газонасыщенного пласта.

Интерпретация данных и коррекция на влияние среды может проводиться автоматически с помощью соответствующего программного обеспечения.

Если скважина не вертикальная, между зондом и стенкой ствола скважины существует определенный угол наклона. Отклонение вверх не влияет на показания прибора. Существенное влияние на результаты каротажа, как правило, оказывает отклонение вниз [3].

Условия осадконакопления контролируют толщину пластов и изменение литологии, что, в свою очередь, определяет амплитуду и форму кривых. Как правило, шаг записи при исследованиях на кабеле соответствует регистрации отсчетов каждые 15 см. Однако он может быть увеличен: от 13 до 33 отсчетов на метр, или каждые 5 см, или даже каждые 3 см, что позволяет повысить вертикальное разрешение, но приводит к снижению скорости записи [3]. Глубина исследования прибора тем меньше, чем выше плотность породы. Обычно она не превышает 15 см [28] и очень близка к диаметру скважины, используется в основном для исследования в промытой зоне.

1.2.4 Гамма каротаж

Естественная радиоактивность, которая может быть измерена методом ГК в скважине, вызвана гамма-излучением радиоактивных пород или минералов, излучение имеет большую глубину проникновения. Среда, через которую

проходит гамма-излучение, поглощает и ослабевает его, что наиболее сильно выражено в случае низкой энергии излучения или высокой плотности среды.

Гамма-излучение затухает в зависимости от скважинного флюида и наличия в скважине обсадных колонн и цемента. Следует отметить, что на показания зонда в некоторой степени влияет его положение в скважине [20] и требуется коррекция на отклонение прибора от стенки скважины.

Влияние скважинного флюида определяется следующими параметрами:

- объёмом бурового раствора в скважине, зависящего от фактического диаметра скважины или колонны;
- положением прибора (центрированный или нет);
- плотностью раствора (на воздушной, водной или нефтяной основе, содержание твердой фазы);
- составом раствора (природа материала, растворенного или в суспензии NaCl, KCl, бентонита, барита).

Бентонит является радиоактивным минералом, его присутствие приводит к сдвигу показаний, который характеризуется относительно постоянной амплитудой в случае однородного скважинного флюида и постоянной толщины глинистой корки. Если в составе раствора есть KCl, то вместе с фильтратом он проникает в проницаемые пласты и в результате происходит дополнительное повышение радиоактивности там, где происходит проникновение в пласт. Для коррекции на влияние скважины разработаны специальные программы [21].

Влияние цемента и его добавок, обсадных колонны, пакеров и другого оборудования зависит от их толщин и плотностей. Соответствующие поправки нужны для учета снижения уровня радиоактивности [3].

На показания ГК в значительной степени влияет и толщина пласта. Показания ГК не достигают истинного значения против пласта, толщина которого меньше диаметра сферы исследования. Кроме того, против серии тонких пластов показания каротажа отражают средние показания пластов в пределах сферы исследования. Вертикальное разрешение равно диаметру сферы,

размер которой зависит от энергии излучения, плотности пород и раствора, он уменьшается при снижении энергии или повышении плотности пород. В реальности, детектор не является точечным, пласты в природе неоднородные, и плотность нерадиоактивных пород отличается от плотности радиоактивных, что приводит к тому, что объём породы, исследуемый зондом, имеет не сферическую, а деформированную яйцевидную форму. Как следствие, кривая ГК не имеет резких изменений показаний напротив границ пластов.

1.2.5 Каротаж собственной поляризации

Породы, как правило, включают в себя несколько минералов и флюиды, заполняющие поровое пространство. Компоненты, составляющие породу, по-разному влияют на данные ПС. За исключением угля, сульфидов металлов и проводящих минералов, состав матрицы породы не оказывает никакого влияния на показания ПС.

Влияние глин на амплитуду ПС зависит не только от общего объёма, но и от типа распределения глинистого материала [4]. Таким образом, амплитуда и форма ПС в значительной степени определяются текстурой и структурой породы. В случае слоистых глин, важным фактором является относительная толщина глинистых прослоев в проницаемых пластах, а также их сопротивления. Рассеянные глины препятствуют движению ионов и сильно ослабевают амплитуду ПС. Затухание амплитуды ПС является функцией содержания глин в порах, а, в свою очередь, объёмное содержание глины в породе является функцией пористости.

В случае влияния флюидов, определяющим фактором является разница в минерализации фильтрата бурового раствора и связанной воды. Если пластовая вода имеет более высокую минерализацию, то наблюдается отрицательное отклонение влево от линии глин и наоборот. В случае равных минерализаций

отклонений кривой ПС не будет. При увеличении насыщенности углеводородами происходит ослабление аномалии ПС.

С увеличением диаметра скважины амплитуда ПС уменьшается при прочих равных условиях [3], а с увеличением глубины зоны проникновения амплитуда ПС уменьшается.

Амплитуда достигает значений статического ПС только если сопротивление пласта и вмещающих пород пренебрежимо мало по сравнению с сопротивлением бурового раствора. Это условие выполняется только в случае, если толщина пласта достаточно большая, в маломощных пластах амплитуда ПС меньше. В случае непроницаемых плотных пород наклон ПС будет постоянным. Точно определить границы плотных пластов достаточно трудно, однако, они всегда связаны с изменением наклона или кривизны кривой ПС.

В коллекторах с высокой вертикальной проницаемостью, в случае, когда плотность фильтрата ниже плотности пластовой воды, происходит гравитационное разделение распространения фильтрата вверх по разрезу. В верхней части пласта наблюдается распространение зоны проникновения в глубину при полном отсутствии фильтрата в нижней части, что может привести к ошибочной интерпретации кривой ПС.

В интервале газо- и нефтенасыщенных коллекторов с высоким сопротивлением, как правило наблюдается снижение амплитуды ПС [3]. Это явление может использоваться для интерпретации характера насыщения.

Существование прямой зависимости между пористостью, проницаемостью и амплитудой ПС не доказано. Конечно, для возникновения ПС должны присутствовать оба параметра, поскольку они оказывают влияние на проникновение и разделение жидкостей. Поэтому можно сделать вывод, что седиментологические параметры пластов являются факторами, влияющими на форму кривой ПС.

Как было отмечено ранее, если в коллекторе имеются включения глинистых пород или глин, то их распределение, определяемое энергией в период отложения осадка или в процессе его диагенетической эволюции, влияет

на форму кривой ПС, что отражает условия осадконакопления. Вертикальное изменение формы кривой ПС в интервале, превышающем вертикальное разрешение метода, указывает на эволюцию зерна и, следовательно, на процентное содержание обломочных глинистых минералов. На основе изменения формы криво проводится определение фациального типа осадочного комплекса и условий осадконакопления.

На амплитуду влияют также температура и давление. Перепад давления между стволом скважины и пластом определяет диаметр зоны проникновения и возможность появления электрокинетического потенциала.

1.3 Области применения

1.3.1 Акустический каротаж

Отдельно скорость (или время пробега) акустической волны можно использовать для определения типа породы, если порода непористая, например, в эвапоритах и изверженных породах. Повысить точность интерпретации можно за счет комплексного использования с другими методами каротажа. Совместно с плотностным каротажом можно определить некоторые типы пород. Показания зондов, регистрирующих интервальное время пробега продольных и поперечных волн, позволяют определить упругие свойства осадочных пород для их идентификации с помощью кросс-плота Пикетта [25].

Данные каротажа можно использовать для оценки уплотнения песчаников и глин. Работа [33] убедила большинство исследователей в том, что акустическое время пробега более или менее линейно зависит от пористости и что в случае нормального уплотнения пород время пробега в глинах является экспоненциальной функцией от глубины.

Остальные области применения АК перечислены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Области применения данных акустического каротажа

Область	Качественная оценка	Количественная оценка	Выходные параметры
Геология	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литология 2. Степень уплотнения 3. Максимальная глубина залегания 4. Зрелость органического вещества 5. Оценка нефтематеринских пород 6. Выявление открытых трещин 7. Корреляция 		<ol style="list-style-type: none"> 1. Плотность, водородный индекс, фотоэлектрический индекс, отношение скоростей поперечной и продольной волн 2. Профиль уплотнения
Петрофизика	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выделение коллекторов 2. Выделение газонасыщенных интервалов 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Акустическая пористость Проницаемость	<ol style="list-style-type: none"> 1. Интервальное время для минералов, горных пород и жидкостей Затухание волн Стоунли
Геофизика		Интервальная скорость Акустический импеданс Синтетическая сейсмограмма	Плотность

Время пробега акустической волны используется в основном для определения пористости коллекторов. Следует признать, что из-за трудностей в интерпретации и влияния среды на показания зондов, а также после внедрения современных зондов ядерного каротажа, регистрирующих пористость, акустические методы несколько теряют своё значение. В настоящее время АК используется в качестве контрольного метода при определении пористости, тем

более что он не очень чувствителен к изменению диаметра скважины, а также служит для расчета индекса вторичной пористости трещиноватых, карбонатных пластов.

Кроме того, при сравнении с показаниями других методов (плотностного, нейтронного, сопротивления) возможно определение типа флюида, насыщающего коллектор, выделение газонасыщенных, рыхлых интервалов.

1.3.2 Нейтронный каротаж

Из ранее сказанного следует, что данные водородного индекса позволяют оценить пористость коллектора, лучшего всего в комплексе с данными плотностного или акустического каротажа. Области применения НК приведены в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Области применения нейтронного каротажа

Область применения	Петрофизика	Геология	
		Литология	Седиментология
Качественная оценка	Выделение пористых интервалов	Литология	Седиментология
	Обнаружение газа Плотность углеводородов	Глинистость	Фации Комплексы Обстановки
		Уголь Бор Эвапориты	
Количественная оценка	Расчёт пористости	Содержание основных минералов	-
Выходные параметры	Минералогическая модель и водородный индекс компонентов	Плотность, фотоэлектрический индекс, скорость акустических волн, минералогия	-

Идентификация газа и легких углеводородов основана на том, что она имеют более низкий водородный индекс, который в комплексе с другими методами может использоваться для идентификации литологии. На основе кривых НК можно проводить корреляцию пластов (в случае если глины нерадиоактивны и не испускают гамма-излучения). Кроме того, нейтронный каротаж (водородный индекс) используется для оценки гравийной набивки.

1.3.3 Плотностной каротаж

Данные плотности информативны сами по себе, особенно для геофизиков. Их можно использовать при интерпретации гравиметрических измерений. Данные позволяют осуществлять более точную интерпретацию сейсмических разрезов, пересекающих скважины, дают возможность рассчитать акустический импеданс, другие области применения приведены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Область применения данных плотностного каротажа

Область применения	Качественная оценка	Количественная оценка	Выходные параметры
Геофизика	-	Акустическая жесткость пород	Акустическая скорость волны
Петрофизика	Выделение коллекторов	Расчет пористости	Плотность матрицы и составляющие минералы, тип жидкости
Геология	Литология	Процентное содержание основных минералов	НІ и фотоэлектрический индекс, спектрометрия излучения основных минералов

Продолжение таблицы 1.3

	Седиментология	Фации Условия накопления осадка	-	-
	Диогенез	Цементация Уплотнение	Тип цемента	НІ и фотоэлектрический индекс, спектрометрия излучения основных минералов

Одновременная запись плотности и фотоэлектрического индекса позволяет более точно определить литологию разреза. Тем не менее следует отметить, что кривая изменения плотности с глубиной не всегда является достоверной. Это обусловлено влиянием каверн, зачастую в глинистых интервалах, что значительно влияет на измерения. Зонды, регистрирующие плотность и фотоэлектрический индекс, позволяют более точно определить литологию и минералогический состав породы. Полученные данные в комплексе с НК, АК, спектрометрией дают более точное определение электролитофаций, что является первым шагом на пути выделения фаций.

1.3.4 Гамма картаж

Измерение гамма-излучения используется главным образом для выделения глин в разрезе, особенно в тех случаях, когда кривая ПС не является информативной. Области применения данных перечислены в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Применение результатов измерения общего гамма-излучения

Область применения	Петрофизика	Геология
Качественная оценка	Чистые пласты	<u>Литология:</u> глин. породы, полевошпатовые песчаники, соли калия, радиоактивные илы и руды <u>Седиментология:</u> анализ фациального состава, секвенции, зернистости <u>Стратиграфия:</u> корреляции, выявление несогласий, трансгрессий <u>Тектоника:</u> повторяющаяся запись, выявление взбросов/надвигов.
Количественная оценка	Расчёт глинистости Привязка интервала испытания и/или перфорации	Содержание глин Содержание калия Привязка отбора проб флюидов, керна
Известные параметры	GR_{min} и GR_{max}	

Для некоторых типов пород кривая ГК отражает характеристическое изменение зернистости по разрезу, а именно утонение или погрубление осадка, что указывает на определенную обстановку осадконакопления. Для проведения седиментологического анализа требуется увязка данных каротажа с данными анализа керна.

Корреляция разрезов скважин, проводимая с использованием ГК, получается более просто и точной. Это объясняется тем, что на показания практически не влияют пористость и состав флюида.

Следует понимать, что показания ГК, кроме глин, отражают излучения других источников, например ортоклаза, слюды, часто присутствующих в незрелых песчаниках, или излучения тяжелых радиоактивных минералов.

Зависимости показаний ГК от глинистости должны быть адаптированы по типу породы и откалиброваны по данным керна.

1.3.5 Каротаж собственной поляризации

Области применения каротажа ПС приведены в Таблице 1.5, которые кратко описаны ниже:

- а) Выделение пористых и проницаемых пластов по отклонению от линии глин.
- б) Расчет сопротивления воды при известном сопротивлении фильтрата бурового раствора и температуре.
- в) Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, глин, угольных пластов.
- г) Количественная оценка глинистости.
- д) Оценка условий осадконакопления и изменение зернистости.
- е) Проведение межскважинной корреляции.
- ж) Выявление несогласий, отмечаемых резким изменением положения линии глин.

Таблица 1.5 – Различные области применения данных ПС

Область применения	Петрофизика	Геология
Качественная интерпретация	Выделение пористых и проницаемых пластов Присутствие углеводородов	Литологическое расчленение разреза Изменение зернистости по разрезу Оценка глинистости Определение фаций Характеристика условий осадконакопления Выявление несогласий Проведений корреляций

Продолжение таблицы 1.5

Количественная интерпретация	Глубина и кажущаяся толщина пористых и проницаемых пластов Расчет сопротивления пластовой воды Оценка глинистости	Глубина и кажущаяся толщина пористых и проницаемых пластов
------------------------------	---	--

Данные ПС каротажа используются для определения фациальной принадлежности осадков и выполнения палеогеографических реконструкций, что позволяет локально прогнозировать расположение песчаных тел, являющихся коллекторами, места их выклинивания и потенциальные ловушки.

Сводная таблица для рассмотренных выше методов ГИС с факторами, влияющими на измерения, а также глубиной исследования и вертикальным разрешением (поможет определить оптимальный метод в зависимости от условий или позволить объяснить поведение методов) приведена в приложении Б (Табл. Б1).

2 Электрофациальный анализ и определение фаций по керновым данным

Объектом исследования является одно из месторождений Томской области, основным продуктивным горизонтом которого является горизонт Ю-I васюганской свиты. Данный горизонт, исходя из общепринятого расчленения [2], делится на надугольную, межугольную и подугольную толщи. Объект исследования представлен керновыми материалами с проведенными лабораторными исследованиями и данными некоторых методов ГИС, подробная интерпретация которых для определения пористости будет проведена в следующем параграфе.

Для подсчёта запасов помимо петрофизических свойств пласта, необходимы знания эффективных толщин и латеральной связанности каждой седиментационной единицы. Некоторые характеристики фаций могут влиять на эти параметры:

- вертикальная неоднородность и мощность пласта – более точные показания измерений могут быть достигнуты при мощности пласта, бóльшей чем вертикальное разрешение прибора;
- присутствие глинистых минералов, их тип и распределение – влияют на количество связанной воды и неравномерное проникновение фильтрата бурового раствора, что искажает измерения;
- присутствие тяжелых минералов, замедлителей или поглотителей нейтронов – искажают данные плотностного и нейтронного каротажей;
- слабая цементация, трещиноватость и кавернозность горных пород искажают данные акустического каротажа.

Выбор методов ГИС зависит от целого ряда геологических факторов, зависящих от обстановок осадконакопления, которых существует целое множество. Многообразие вертикальных неоднородностей, тесно связанных с вертикальным разрешением приборов, а также латеральная выдержанность и однородность отражены Тайлером и другими на Рисунке 2.1:

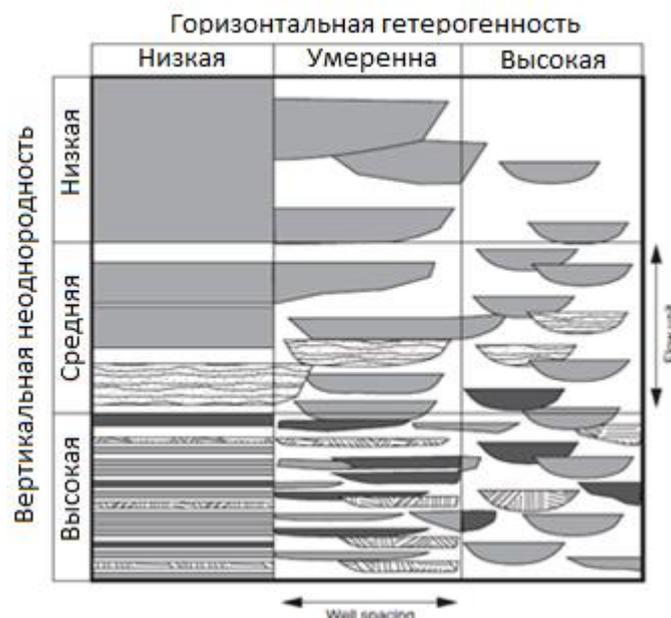


Рисунок 2.1 – Виды неоднородностей коллекторов по Тайлеру и др. [30]

По причине ограниченного отбора керна при бурении скважин по причине дороговизны, электрофациальный анализ является наиболее распространенный видом фациальных исследований [1]. Основу метода составляет изучение особенностей распределение гранулометрической неоднородности пород по данным каротажа ПС и ГК, что отражает динамику процесса отложения и может послужить основой для формирования оптимального комплекса ГИС. В первую очередь по ограниченному количеству керна определяется фациальная группа, например, морская, переходная или континентальная. После проводится их фациальная диагностика в комплексе с данными ГИС.

В результате анализа керновых материалов и фотографий, что более подробно будет рассмотрено далее, было установлено, что на рассматриваемом месторождении продуктивные верхнеюрские отложения представлены комплексом прибрежно- и мелководно-морских фаций барьерного острова, модель которого представлена на Рисунке 2.2. Побережье было сформирована в результате воздействия приливно-отливной и волновой деятельности.

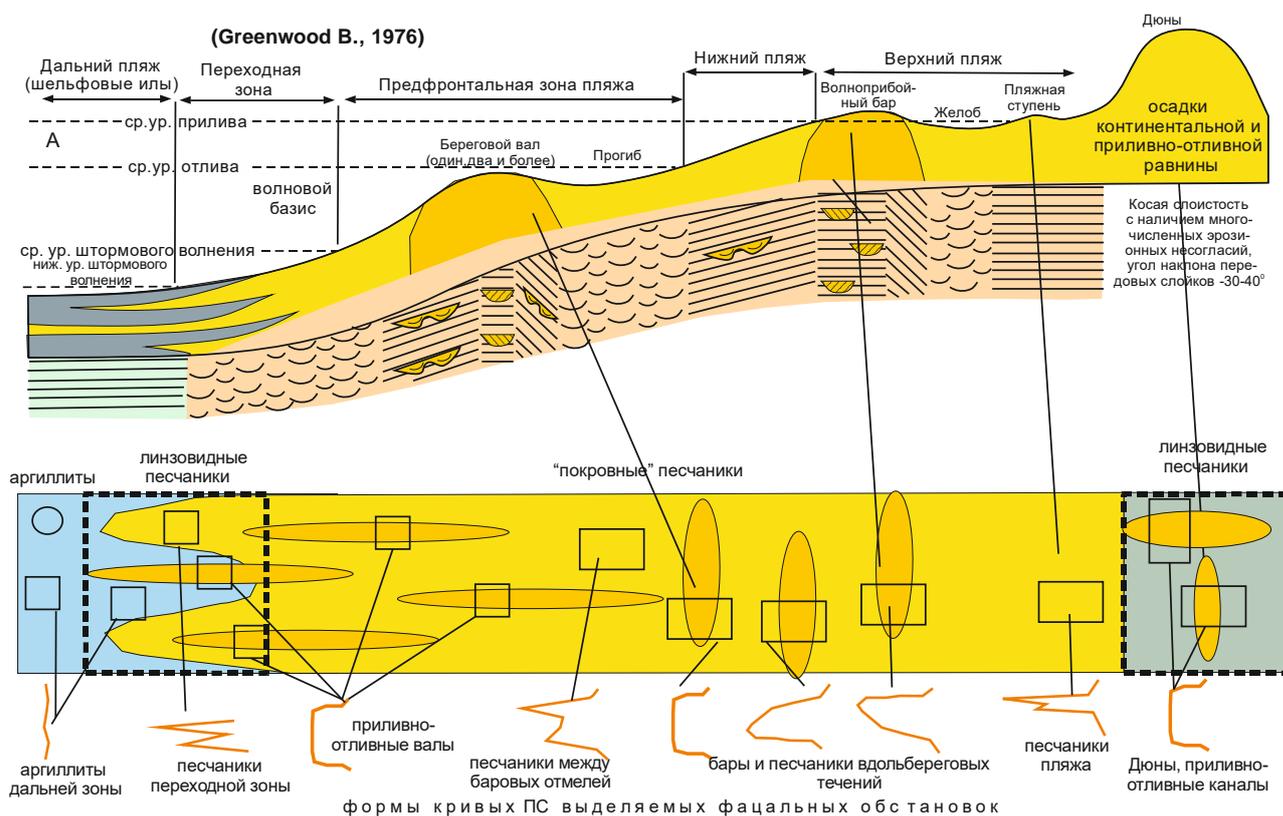


Рисунок 2.2 – Седиментационная модель побережья с электрокаротажной характеристикой кривой ПС

Согласно этой схеме, среди мелководно-морских обстановок выделяются фации дальней, переходной и предфронтальной зон пляжа и собственно пляж (нижний и верхний), а также эоловые дюны. Пространственно с мелководно-морскими связаны отложения, условно названные осадками мутьевых потоков. В составе прибрежно-морских фаций, слагающих межугольную толщу, выделяются приливо-отливные отмели, марши, приморские болота.

Кривые каротажа ПС, ГК, а также рассчитанная кривая α_{nc} и литология для скважины №1 представлены на Рисунке 2.3. Ниже измеренной глубины 2794 мера наблюдается градиционно-слоистое горизонтальное переслаивание от аргиллитов до алевролитов со следами бентосных организмов. Отложения представляют собой дальнюю и переходную зоны пляжа, образованные ниже уровня волновой деятельности и переходящую в переходную зону пляжа. Регрессия и снижение уровня моря привели к укрупнению зернистости вверх по разрезу и последовательной смене фаций на предфронтальную зону пляжа, далее

нижний и верхний пляж соответственно до отбивки $U_1^3_top$ на Рисунке 2.3, являющейся кровлей пласта. По фотографиям керна (верх 2794.1 м и 2785 м, сделанной в ультрафиолете), заметно увеличение толщины песчаных тонкозернистых прослоев и уменьшение алевритовой примеси вверх по разрезу. Постепенно уменьшается толщина и частота глинистых прослоев, исчезают следы Chondrites, которые свойственны обстановкам с дефицитом кислорода [9]. Определенные фации представляют собой подошвенные части барьерного острова и баровых тел. Фации барьерного острова соответствует цилиндрическая форма кривой SP [19] с $\alpha_{пс} = 1,0 \div 0,8$ согласно [11] и толщиной 17,5 метров.

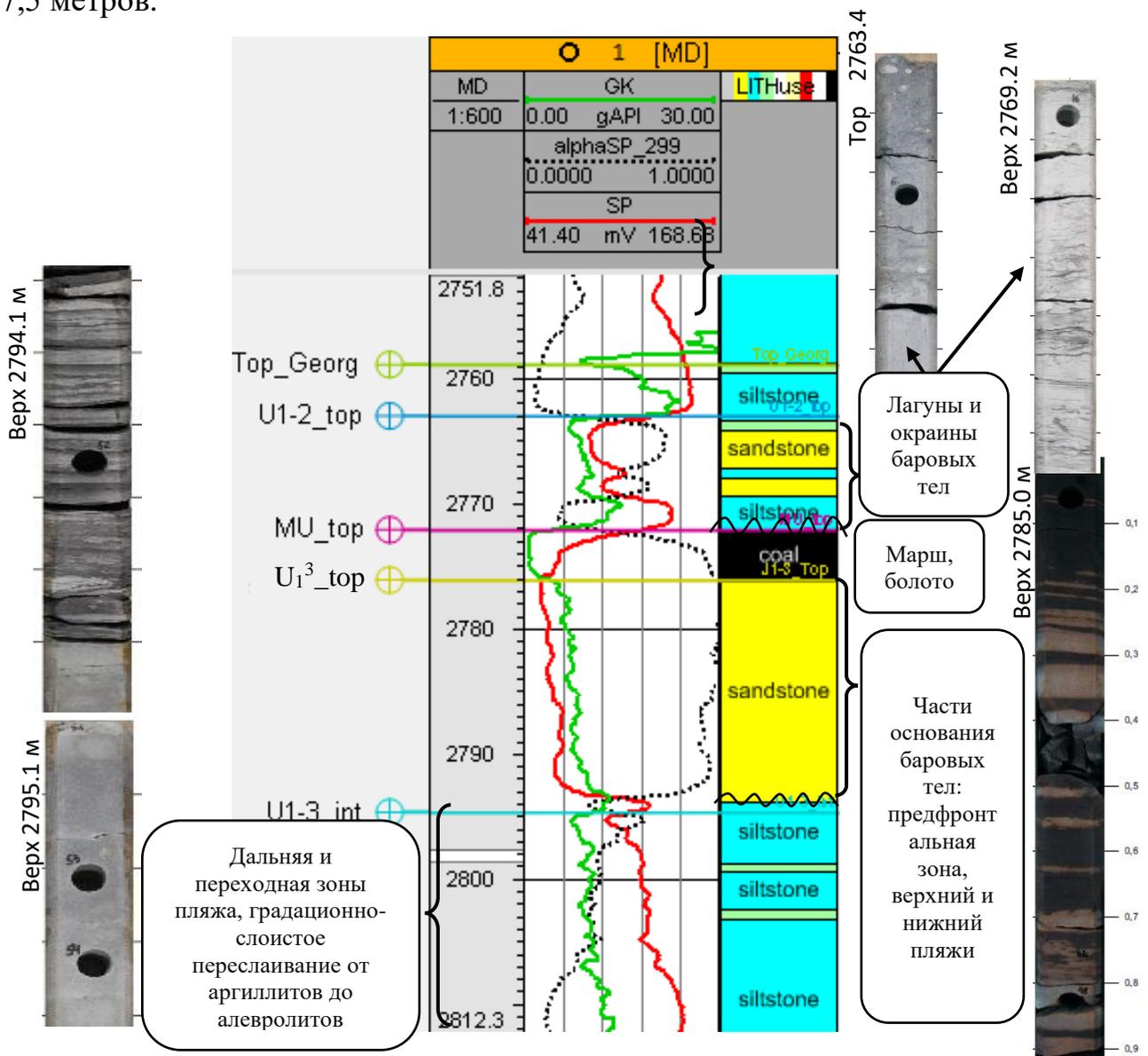


Рисунок 2.3 – Каротажные кривые и фации для скважины №1

Выявленные особенности указывают на повышение аэрации воды и увеличение гидродинамической активности обстановки осадконакопления вследствие регрессии моря. Выше по разрезу наблюдается закономерный регрессивный переход от пляжевых фаций к приливно-отливной отмели, маршу и приморскому болоту, которые составляют толщу из углистого и алевритистого аргиллита между отметками $U_1^3_top$ и MU_top на Рисунке 2.3. Отложения представлены темно-серыми глинисто-аргиллитовыми породами с буроватым оттенком, сильно пиритизированы. В некоторых скважинах в подошве отмечается присутствие плотного карбонатизированного пропластка, отчетливо выделяющегося по низкому гамма-излучению и высоким значениям кажущегося сопротивления. Поведение кривых ПС и последовательная смена фаций до угольной толщи, сформированной в условиях маршей и болот, подтверждается исследованиями Муромцева [11].

Отложения надугольной толщи между отметками MU_top и $U_1^2_top$ образованы в результате быстрой трансгрессии моря, что привело к частичному размыву угольной толщи. Они имеют иную литологическую характеристику, представлены песчаником светло-серым, участками с буроватым оттенком, мелкозернистым, с глинистым цементом; песчаник в основном массивный, алевритовый, слюдистый, с мелкими волнисто-прерывистыми слоями углистого материала и углефицированными растительными остатками. Отмечаются следы жизнедеятельности роющих организмов (Skolites). Значения общей и эффективной мощности составляют порядка 4-6 метров. Осадконакопление данных песчаников проходило на пологом морском дне в условиях, которые соответствовали лагунам и барам, о чем свидетельствует обильная биотурбация, пиритизация и карбонатизация.

Фации и их последовательность в других скважинах идентичны, за исключением скважины 5, представленной на Рисунке 2.4, и скважины 6. В этих скважинах появляется еще одно песчаное тело, представляющее фации вдольберегового бара или прибрежного вала, так как согласно [11] обе эти фации характеризуются воронкообразной формой кривой ПС с горизонтальной

верхней линией, значениями $\alpha_{\text{пс}} = 1,0 \div 0,8$ и мощностью до десятков метров. Согласно [11], ширина вдольбереговых баров исчисляется как сотнями метров, так и километрами, в то время как валы обладают меньшей шириной и мощностью, латерально не выдержаны и поэтому отложения вскрываются не всеми скважинами. Отложения сформированы во время регрессии, так как песчаное тело сложено преимущественно укрупняющимися вверх по разрезу песчаными осадками. Характерной особенностью прибрежных валов является их тонкозернистый песчаный состав в 60-80% и пологим наклоном косых слоев, заметных на фотографиях керна на Рисунке 2.4. Иногда встречаются глинистые прослойки, минералы пирита, редко сидерита, и детрита, что объясняется воздействием донных течений.

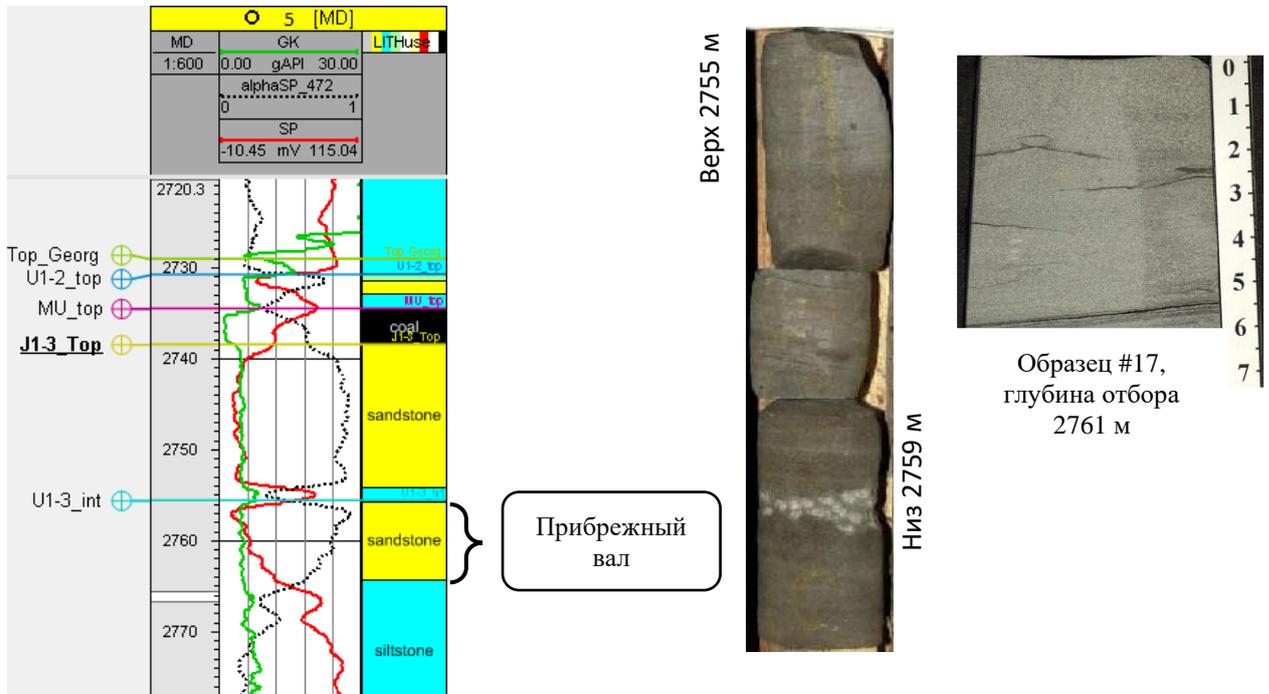


Рисунок 2.4 – Каротажные кривые и фации для скважины №5

Корреляция выделенных пластов для понимания латеральной выдержанности и распределения соответствующих фаций, а также расположение шести скважин в пространстве относительно друг друга по кровле пласта Ю₁² показаны на Рисунке 2.5.

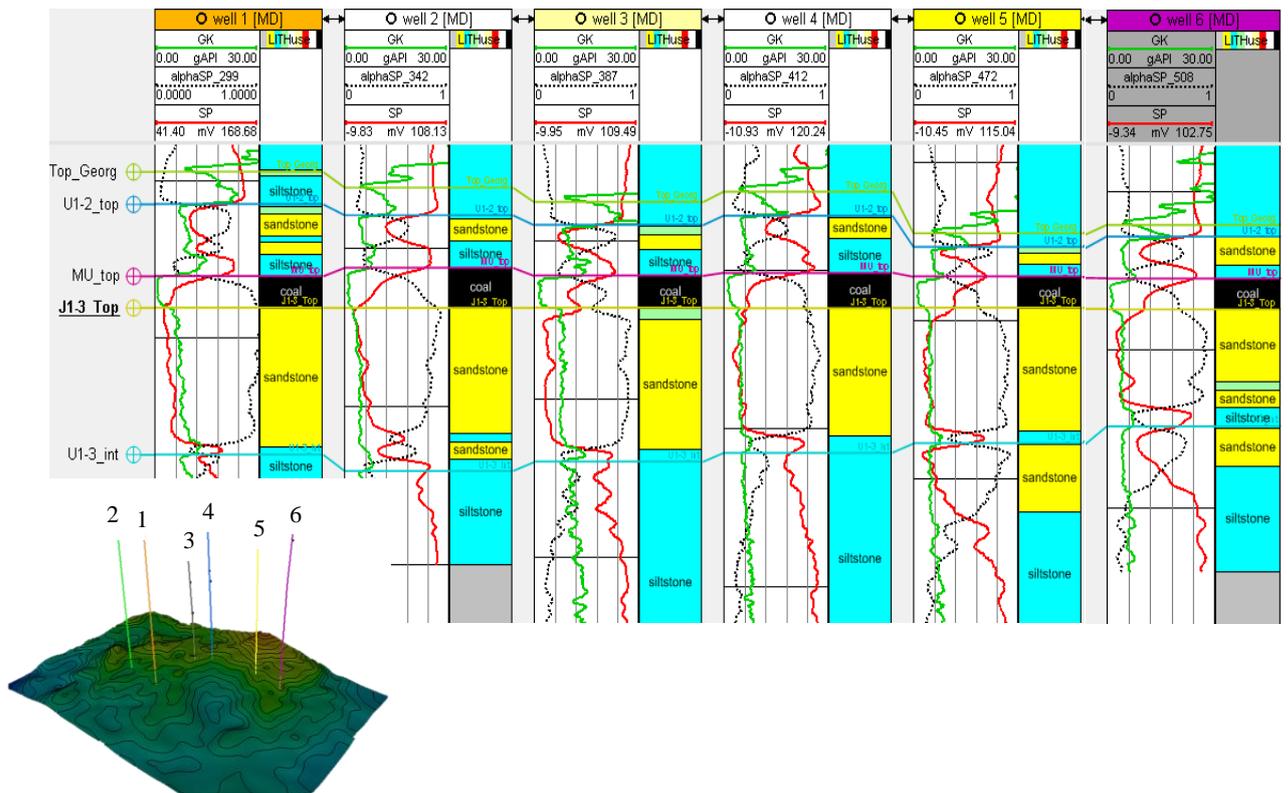


Рисунок 2.5 – Корреляция пластов и относительное расположение скважин

По результатам анализа керновых данных и электрофациального анализа и можно заключить следующее:

- отложения были сформированы в прибрежно-морской обстановке осадконакопления в условиях барьерного острова и лагун;
- отложения, вскрытые скважинами схожи между собой в структурных и текстурных особенностях как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях;
- имеют достаточную мощность чтобы быть выявленными при ГИС,
- минералы пирита присутствуют во всех рассматриваемых фациях, представляющих интервалы коллекторов, кроме того, исходя из описания керна, пиритовые конкреции и сидерит часто встречаются в коллекторе Ю₁²;
- различия заключаются в небольших локальных изменениях глубины залегания и толщине отложений с общей тенденцией их увеличения к западу.

3 Оптимальные методы подсчета пористости

3.1 Определение оптимального метода подсчета пористости

Значения пористости будут рассчитаны по каждому из доступных методов ГИС, проведенных в шести скважинах, для выделенных ранее берегового вала (нижняя часть Ю₁³ в некоторых скважинах), фаций нижней и верхней зон пляжа барьерного острова (верхняя часть Ю₁³), фаций лагун и окраин баровых тел (Ю₁²). Проведенные методы ГИС для оценки пористости в каждой из скважин представлены в Таблице 3.1. Для оценки эффективной пористости при интерпретации будет сделана поправка за глинистость, рассчитанную по ГК.

Таблица 3.1 – Проведенные методы ГИС для определения пористости

Скважина № \ Метод ГИС	1	2	3	4	5	6
Плотностной каротаж, г/см ³	✓	✓				✓
Нейтронный, водородный индекс		✓	✓	✓	✓	✓
Акустический, мсек/м	✓	✓			✓	✓

Для вычисления пористости по плотностному каротажу необходимо знать кажущуюся (приведенную) плотность матрицы, которую можно определить при нулевой пористости, построив графики по керновым данным. Полученные графики представлены на Рисунках 3.1-3.3. Для Ю₁² плотность матрицы составляет 2,64 г/см³, а для верхней и нижней частей Ю₁³ составляет 2,65 г/см³. Промытая зона насыщена фильтратом соленого бурового раствора; по причине того, что нет данных о его минерализации нет, было предположено, что раствор имеет среднюю минерализацию, тогда плотность равняется 1,15 г/см³.

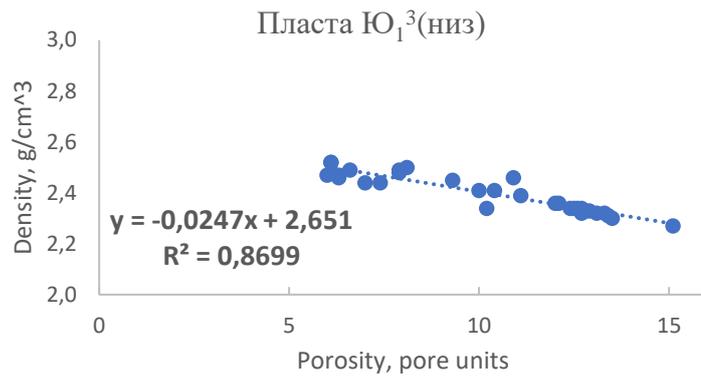


Рисунок 3.1 – Определение плотности матрицы породы для Ю₁³(низ)

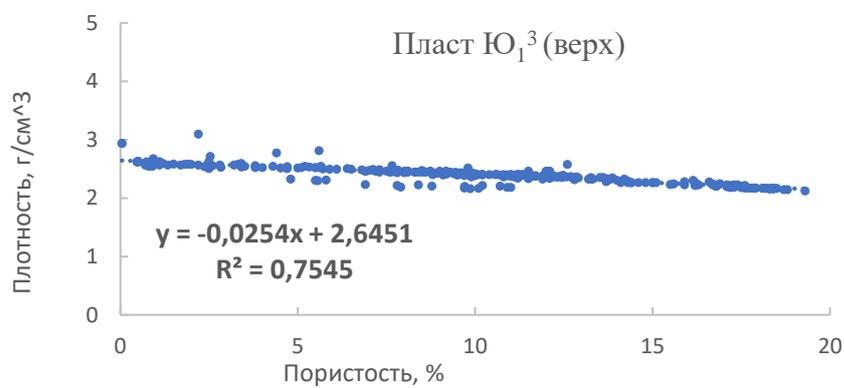


Рисунок 3.2 – Определение плотности матрицы породы для Ю₁³(верх)

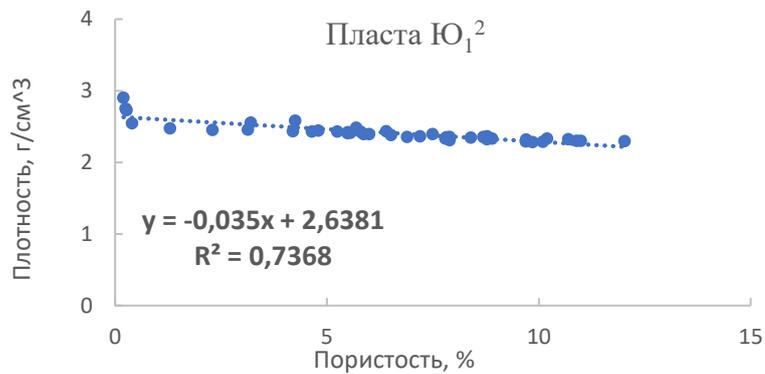


Рисунок 3.3 – Определение плотности матрицы породы для Ю₁²

Акустические исследования по определению времени пробега волн в породе по керновым материалам были проведены только в двух скважинах для пласта Ю₁³. Исходя из графика на Рисунке 3.4, скорость пробега поперечной волны составляет 4,59 км/с, тогда время пробега в матрице породе составляет:

$$\Delta t_m = \frac{1000}{4.59} = 217.9 \text{ мкс/м.} \quad (3.1)$$

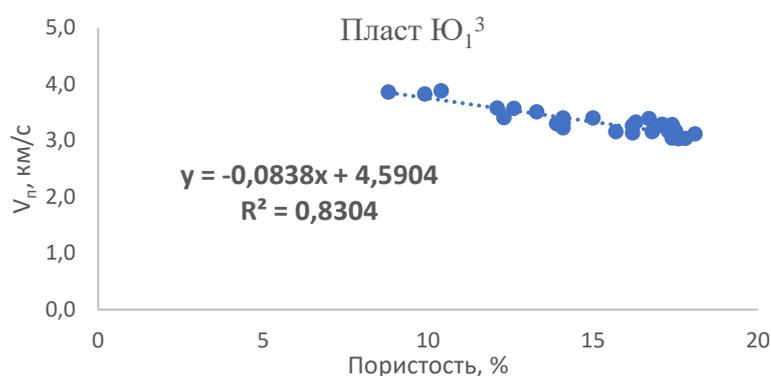


Рисунок 3.4 – Определение времени пробега в матрице породы для Ю₁³

Полученное время пробега для пласта Ю₁³ превышает табличные значения для песчаника. Согласно работам Вилли [32], время пробега акустической волны в песчанике находится в диапазоне 167-182 мкс/м, в данной работе при расчете пористости будет использоваться время пробега 182 мкс/м. Время пробега акустической волны в соленом фильтрате бурового раствора составляет 606 мкс/м. Для поправки влияния глин необходимо знать время пробега в глинах, которое будет напрямую взято с данных АК в выдержанных глинистых интервалах.

Для расчета пористости по данным НК, необходимо перевести условные единицы измерения каротажа в единицы пористости. Для этого строились зависимости пористости от условных единиц по нескольким точкам: с наивысшими показаниями НК (карбонатизированный песчаник, плотняк) и наименьшими (уголь). Уравнения таких зависимостей были построены для каждой скважины, в которых был проведен НК. Для того чтобы получить эффективную пористость по данным НК необходимо учесть глинистость и пористость глин, которая может находиться в широком диапазоне до 60% [24].

Сравнение значений пористости, полученных по трем разным методам для пласта Ю₁² с значениями лабораторной пористости по керну представлено на кроссплотах на Рисунках 3.5-3.7, построенных для шести скважин одновременно.

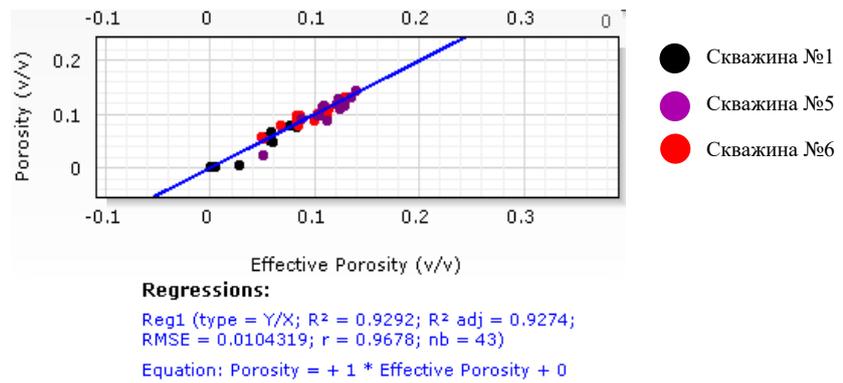


Рисунок 3.5 – Сравнение пористости по керну с пористостью по АК для Ю₁²

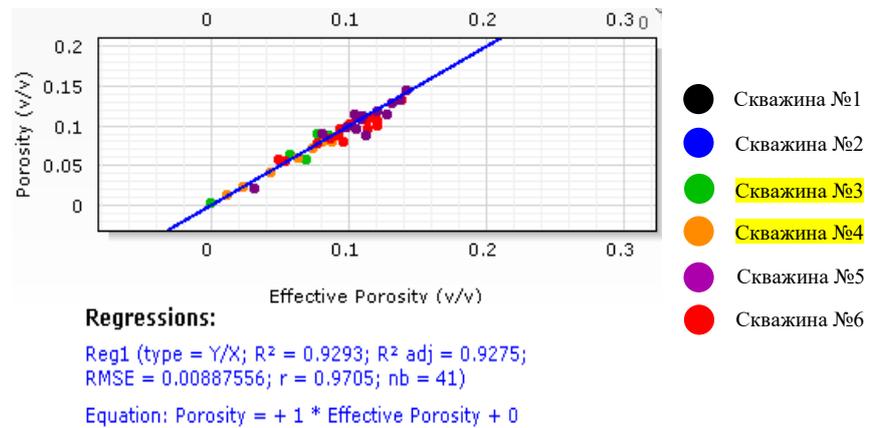


Рисунок 3.6 – Сравнение пористости по керну с пористостью по НК для Ю₁²

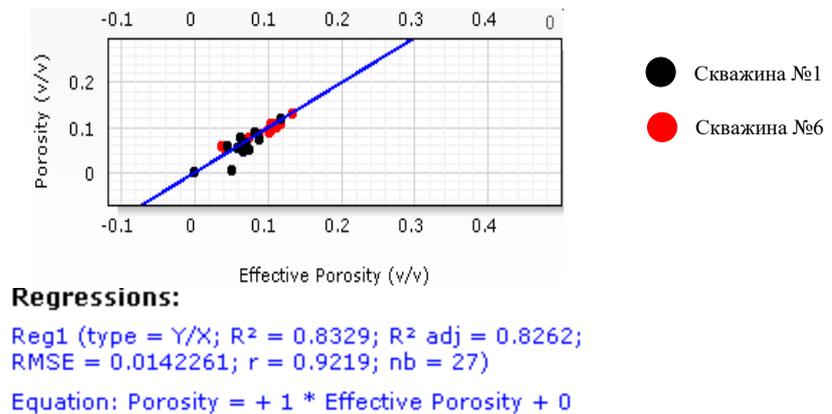


Рисунок 3.7 – Сравнение пористости по керну с пористостью по ГГКП для Ю₁²

Коэффициенты корреляции для величин пористости, посчитанных с использованием нейтронного и акустического каротажей практически одинаковые ($r_{\text{НК}}=0,97$ и $r_{\text{ак}}=0,968$), но количество точек на данных кроссплотах разное, так как количество скважин, в которых проводились исследования не

равны. Чтобы сравнить коэффициенты корреляции и выбрать наиболее подходящий метод, необходимо, чтобы условия были одинаковыми. Результаты определения пористости по ГГКП и АК могут быть сравнены по данным скважин 1, 2 и 6 в соответствии с Таблицей 3.1, однако измерения γ_{01}^2 во второй скважине не были проведены. Сравнение рассчитанных пористостей по методам АК и ГГКП с керновыми данными представлены на Рисунках 3.7 и 3.8.

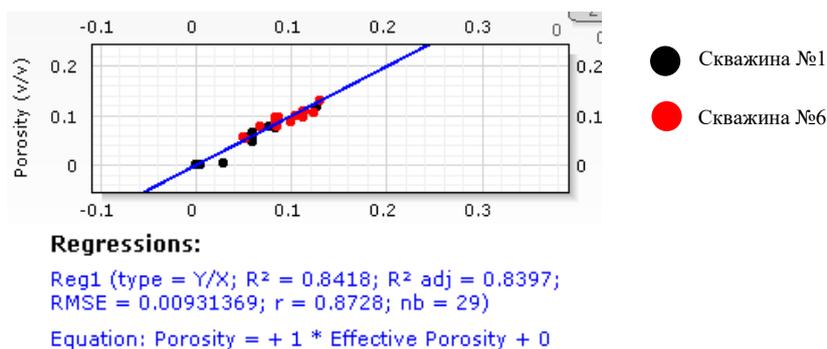


Рисунок 3.8 – Кроссплот пористости по керну и АК для γ_{01}^2 в скважинах 1 и 6

Коэффициенты корреляции для пористости по методам АК и НК могут быть получены по кроссплотам для скважин 5 и 6, представленным на Рисунках 3.9 и 3.10.

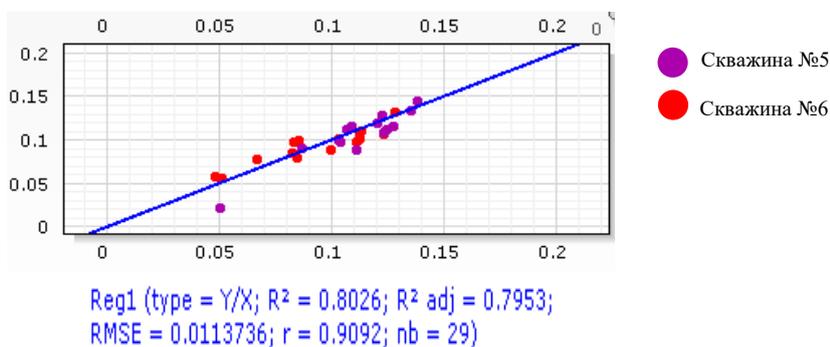


Рисунок 3.9 – Кроссплот для пористости по керну и АК для скважин 5 и 6 γ_{01}^2

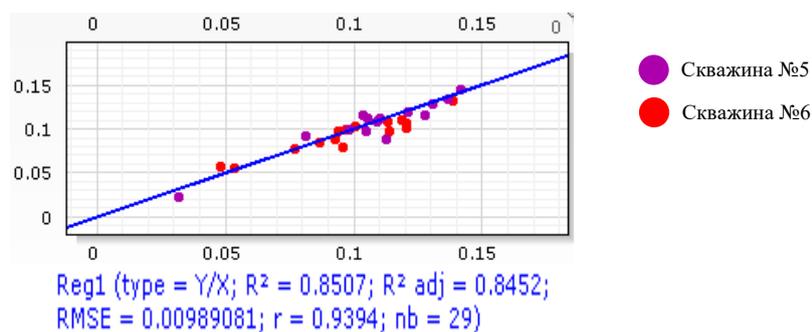


Рисунок 3.10 – Кроссплот для пористости по керну и НК для скважин 5 и 6 Ю₁²

После сравнения полученных коэффициентов корреляции для переходной зоны пляжа, слагающей пласт Ю₁², наивысшая корреляция получена при определении пористости по данным НК.

На Рисунках 3.11-3.18 представлены кроссплоты для пляжевых фаций барьерного острова:

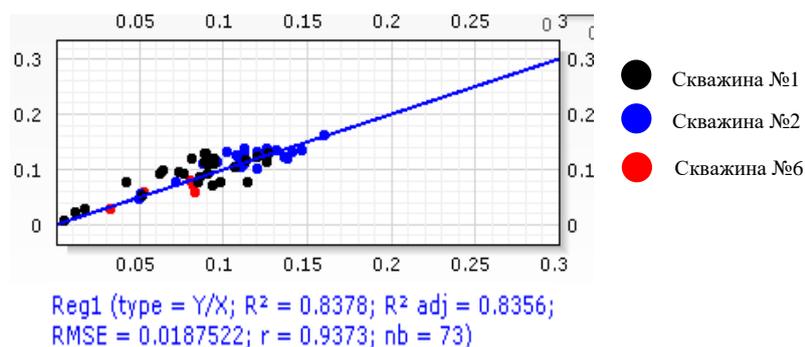


Рисунок 3.11 – Кроссплот пористости по керну и ГГКП для пласта Ю₁³

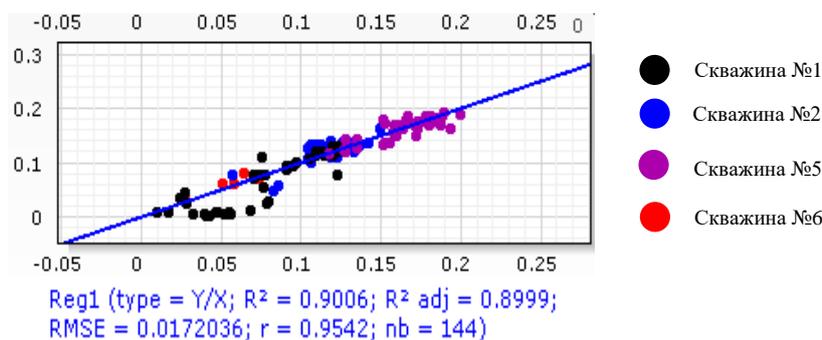


Рисунок 3.12 – Кроссплот пористости по керну и АК для пласта Ю₁³

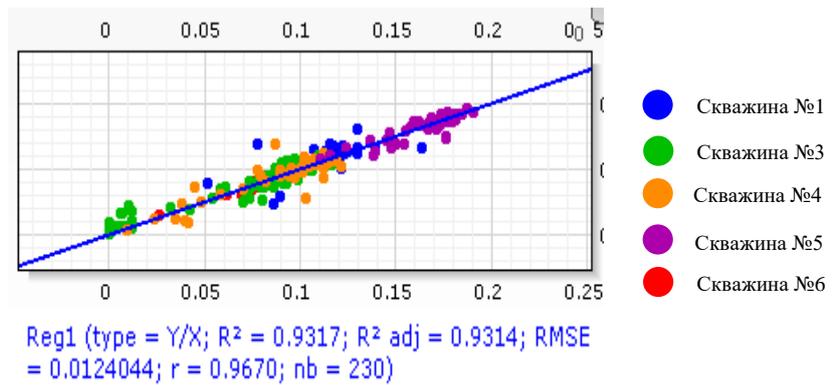


Рисунок 3.13 - Кроссплот пористости по керну и НК для пласта Ю₁³

Нейтронный каротаж был проведен практически по всех скважинах, поэтому корреляция построена по большему количеству точек и, следовательно, коэффициент корреляции наибольший. Для того чтобы удостовериться, что НК является наиболее предпочтительным методом определения пористости в данных условиях, необходимо сравнить коэффициенты корреляции методов для одинакового количества точек. Кроссплоты для пористостей по АК и НК для скважин 2, 5 и 6 представлены на Рисунках 3.14 и 3.15; для пористостей по ГГКП и АК для скважин 1, 2 и 6 показаны на Рисунках 3.16 и 3.17.

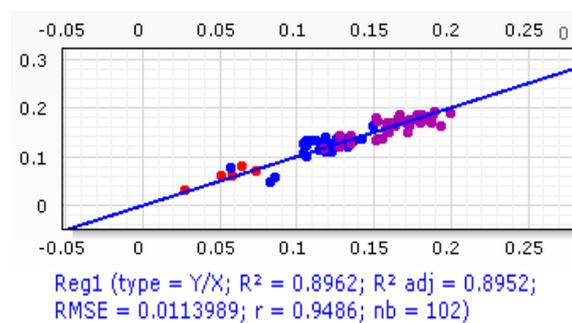


Рисунок 3.14 – Кроссплот пористости по керну и АК для скважин 2, 5 и 6 Ю₁³

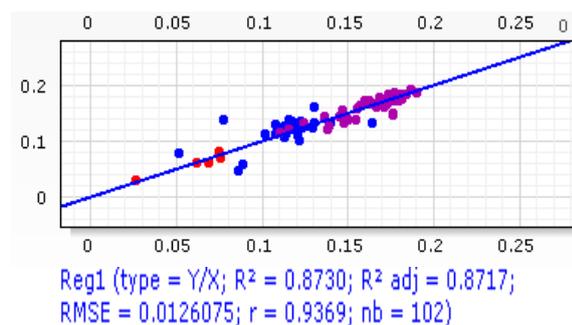


Рисунок 3.15 – Кроссплот пористости по керну и НК для скважин 2, 5 и 6 Ю₁³

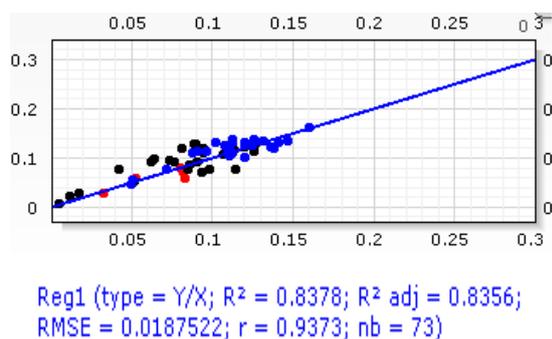


Рисунок 3.16 – Кроссплот пористости по керну и ГГКП, скважины 1, 2 и 6 Ю₁³

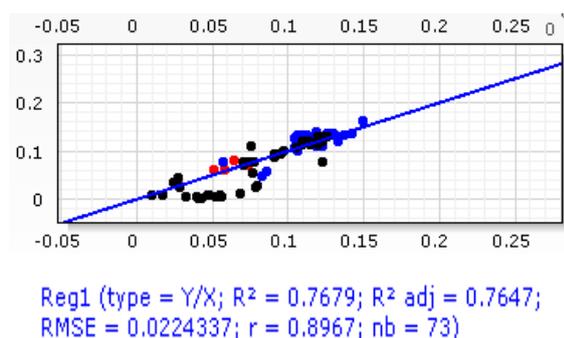
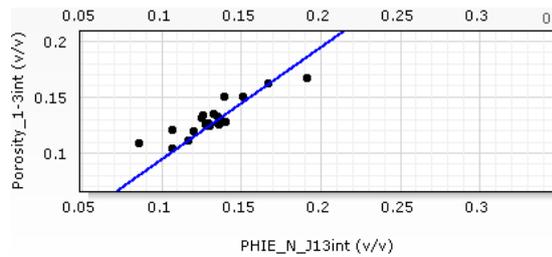


Рисунок 3.176 – Кроссплот пористости по керну и АК для скважин 1, 2 и 6 Ю₁³

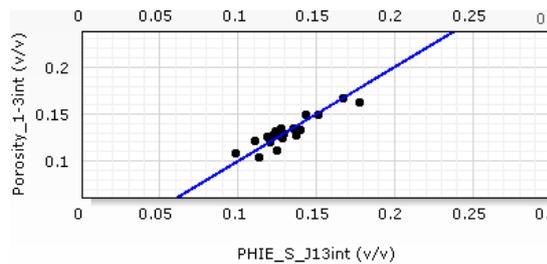
При сравнении кроссплотов с НК и АК бóльшим коэффициентом корреляции был получен для метода НК. Также коэффициент корреляции для в случае определения пористости по ГГКП получился практически таким же. Если отдельно сравнить НК и ГГКП то корреляция пористости по НК более точна, так как количество точек больше, чем в случае корреляции с ГГКП (102 точки для НК, и 73 для ГГКП). Не исключено, что коэффициент корреляции для ГГКП для бóльшего количества точек может оказаться выше.

Для того чтобы определить наиболее оптимальный метод определения пористости в нижней части пласта Ю₁³, представленного прибреговым вылом, данных недостаточно, так как отложения присутствуют только в 5 и 6 скважинах, при этом исследования образцов керна в скважине 6 не проводилось. Кросслоты могут быть построены только для скважины 5 лишь по двум методам, они изображены на Рисунках 3.18 и 3.19.



Reg1 (type = Y/X; $R^2 = 0.5275$; $R^2 \text{ adj} = 0.5013$; RMSE = 0.0114502; $r = 0.8973$; nb = 20)

Рисунок 3.18 – Кроссплот для пористо по керну и НК для скважины 5 Ю₁³(низ)



Reg1 (type = Y/X; $R^2 = 0.7671$; $R^2 \text{ adj} = 0.7542$; RMSE = 0.00803892; $r = 0.9071$; nb = 20)

Рисунок 3.19 – Кроссплот для пористо по керну и АК для скважины 5 Ю₁³(низ)

Планшеты с проинтерпретированными данными ГИС для некоторых скважин и пластов будут представлены далее, остальные находятся в приложении Б.

3.2 Анализ неопределенности

Оценка неопределенности при определении петрофизических параметров пород-коллекторов оказывает очень важна так как оказывается прямое влияние на подсчёт запасов и прогнозы добычи. Пористость является очень важным параметром для оценки запасов, который влияет на дальнейшие прогнозы на основе геологической модели, кроме того, некоторые другие свойства могут быть получены из пористости. Неизвестно насколько корректно полученные в результате интерпретации ГИС значения пористости отражают фактическую пористость. Одной рассчитанной кривой пористости недостаточно, чтобы учесть

все риски несовершенных значений для дальнейших расчетов и моделирования. Для проведения вероятностного подхода к оценке запасов необходим анализ неопределенности пористости.

Процесс интерпретации предполагает решение геофизических задач на основе данных, которые уже в какой-то мере подвержены неопределенностям. Выделяют три основных источника ошибок [26]:

1 методологические – ограничения и допущения в выбранной для интерпретации математической модели, которая не отражает в полной мере все особенности реального объекта, величина таких ошибок не может быть измерена;

2 систематические – ошибки из-за влияния условий окружающей среды, например, скважинные условия или калибровка зонда; такие ошибки должны быть определены заранее и введены поправки до интерпретации;

3 случайные – ошибки из-за геологических особенностей среды, например, минералогического состава, неравномерного профиля проникновения фильтра; приводят к несоответствиям между измеренной и реальной величинами.

Учет неопределенности при интерпретации данных ГИС можно оценить двумя различными подходами: аналитически или численным методом.

Аналитический метод основан на общей формуле распространения ошибки и предполагает, что неопределенность, связанная как с входными данными, так и с результатами, подчиняется нормальному распределению. По результатам аналитического подхода получают стандартное отклонение, характеризующее каждое распределение.

Численный процесс, основанный на методе Монте-Карло, вычисляет распределение вероятностей любой функции случайных величин при помощи моделирования и не требует априорного предположения о типе распределения данных и результатов. Суть метода заключается в следующем: для целевой случайной величины генерируется набор случайных значений в пределах определенного интервала, а затем на его основе рассчитываются требуемые

значения P10, P50 и P90. Под P10 подразумевается процентиль, то есть такое значение параметра на графике распределения, левее которого находится 10% от всего числа сгенерированных возможных значений, правее находится 90%. Большим преимуществом метода Монте-Карло является то, что он позволяет учесть в модели элемент случайности и сложность реальной среды.

3.2.1 Параметры диапазона неопределенности и расчет значений P10, P50 и P90

В этой работе анализ неопределенности основан на моделировании методом Монте-Карло. В первую очередь необходимо задаться диапазоном неопределенности для каждой переменной в уравнениях для оценки пористости по каждому из трех рассмотренных методов. Предполагается, что как систематические, так и методологические ошибки были исправлены ранее.

Неопределенность, связанная с ошибками в каждой из переменных, которые будут рассмотрены далее, представлена статистическим распределением Гаусса, в котором измеренное значение представляет собой среднее значение. Стандартное отклонение было установлено в соответствии с отклонением величин от табличных значений, взятых из литературы, или в соответствии с керновыми данными, где это было возможно.

Абсолютная погрешность прибора ГГКП является постоянной величиной, и согласно каталогу Шлюмберже [31] составляет 0,01 г/см³. Все погрешности величин, входящих в формулу (3.2) для расчета пористости по данным ГГКП, представлены в Таблице 3.2. Относительная погрешность значений глинистости, предполагается равной погрешности прибора для метода, из которого глинистость была рассчитана, то есть равной погрешности зонда ГК.

$$\phi_{\text{плотн}} = \frac{\rho_m - \rho}{\rho_m - \rho_\phi} - V_{\text{зл}} \cdot \phi_{\text{зл}}, \quad (3.2)$$

где $\phi_{плотн}$ – рассчитанная пористость по данным ГГКП, ρ – измеренная плотность по данным ГГКП, ρ_m и ρ_f – плотности матрицы порода и флюида в промытой зоне, $V_{гил}$ – объемная глинистость, $\phi_{гил}$ – пористость в глинах, зависящая от плотности глин.

Таблица 3.2 – Диапазон неопределенностей величин для $\phi_{плотн}$

Параметр	Тип ошибки	Стандартное отклонение
Измеренная плотность, г/см ³	Абсолютная	$\pm 0.01 \text{ г/см}^3$
Глинистость, доли ед.	Относительная	$\pm 5 \%$
Плотность зерен, г/см ³	Относительная	$\pm 1.9 \%$
Плотность глин, г/см ³	Относительная	$\pm 4.1 \%$
Плотность флюида, г/см ³	Относительная	$\pm 1.5 \%$

Относительная ошибка для плотности матрицы песчаника была рассчитана исходя из отклонения принятой для расчетов плотности от наибольшего и наименьшего значений по лабораторным исследованиям керна. Предполагается, что при лабораторных измерениях плотности величина ошибки нулевая. Самая низкая измеренная плотность зерна для песчаника составляет $2,59 \text{ г/см}^3$, самая высокая измеренная плотность для илистого песчаника – $2,71 \text{ г/см}^3$. Таким образом отклонение от базового значения плотности зерна ($2,65 \text{ г/см}^3$) составляет $1,9 \%$. Стандартное отклонение для плотности глин было взято в соответствии с отклонением используемого для расчетов значения от самого высокого и самого низкого значений плотности для выдержанных интервалов глин. Поскольку минерализация бурового раствора неизвестна, плотность для предполагаемой минерализаций составляет $1,15 \text{ г/см}^3$, она может варьироваться от 1,1 до 1,2, то есть отклонение составляет $\pm 1,5\%$.

На образцах керна было проведено недостаточно акустических исследований, а полученное время пробега волны в скелете породы было завышено и составило $217,9 \text{ мкс/м}$, в то время как в соответствии с исследованиями Вилли рекомендуемый диапазон $167\text{-}182 \text{ мкс/м}$. Используемое

для расчетов значение 182 мкс/м отклоняется от 167 мкс/м на 8 %. Абсолютная погрешность зонда для АК была взята из [30], погрешность времени пробега в глинах равна погрешности зонда, так как время пробега в глинах снимается напрямую с измерений каротажа в выдержанном глинистом интервале. Относительная погрешность времени пробега в насыщающем поры промытой зоне флюида принята равной $\pm 1,5\%$. Стандартные отклонения параметров, входящих в формулу (3.3) для пористости по данным АК, приведены в Таблице 3.3.

$$\phi_{ак} = \frac{t - t_{зеп}}{t_{ф} - t} - V_{гг} \cdot \phi_{гг}, \quad (3.3)$$

где $\phi_{ак}$ – рассчитанная пористость по данным АК, t – измеренная плотность по данным ГГКП, t_m и $t_{ф}$ – плотности матрицы породы и флюида в промытой зоне, $V_{гг}$ – объемная глинистость, $\phi_{гг}$ – пористость в глинах, зависящая от плотности глин.

Таблица 3.3 – Диапазоны неопределенности для определения $\phi_{ак}$

Параметр	Тип ошибки	Стандартное отклонение
Измеренное время пробега, мкс/м	Абсолютная	± 2 мкс/фут
Глинистость, доли ед.	Относительная	$\pm 5\%$
Время пробега в зернах породы, мкс/м	Относительная	$\pm 8\%$
Время пробега в глинах, мкс/м	Абсолютная	± 2 мкс/фут
Время пробега во флюиде, мкс/м	Относительная	$\pm 1.5\%$

Погрешность измерения тепловым нейтронным зондом зависит от пористости пород и представлена в Таблице 3.4, как и погрешности остальных параметров, влияющих на неопределенность пористости по данным НК.

Таблица 3.4 – Диапазоны неопределенности для расчёта пористости по НК

Параметр	Тип ошибки	Стандартное отклонение
Измеренные условные единицы	Относительная	$\pm 5\%$ при пористости $\geq 10\%$ $\pm 0,5\%$ при пористости $< 10\%$
Глинистость, доли ед.	Относительная	$\pm 5\%$
Пористость глин, %	Относительная	$\pm 10\%$

Все значения из Таблиц 3.2-3.4 были использованы в качестве входных данных для моделирования Монте-Карло и генерирования 100 итераций в каждой точке измерения зондами, далее были получены кривые пористости P10, P50 и P90 для каждого метода. Профиль каротажа этих кривых для переходной зоны пляжа Ю₁² приведен на Рисунке 3.20, так как в этой скважине были проведены все три метода и их можно сравнить.

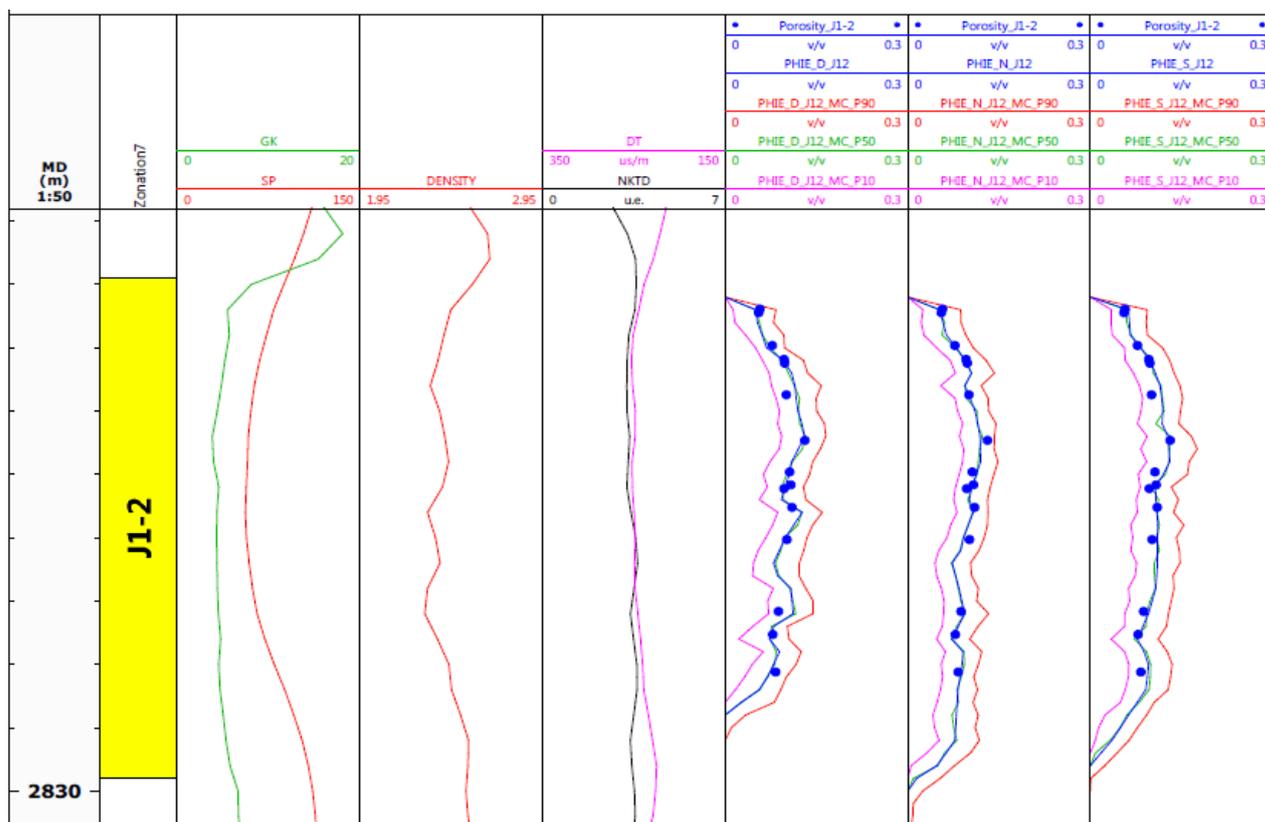


Рисунок 3.20 – Сводный планшет каротажных кривых для скважины 6, паст Ю₁²

Планшет с каротажными кривыми для фаций пляжа барьерного острова (на Рисунке J1-3) и прибрежного вала (на Рисунке J1-3int) представлен на Рисунке 3.21, планшеты для остальных скважин с рассчитанными значениями пористости P10, P50, P90 представлены в приложении Б (Рис. Б1-Рис. Б6).

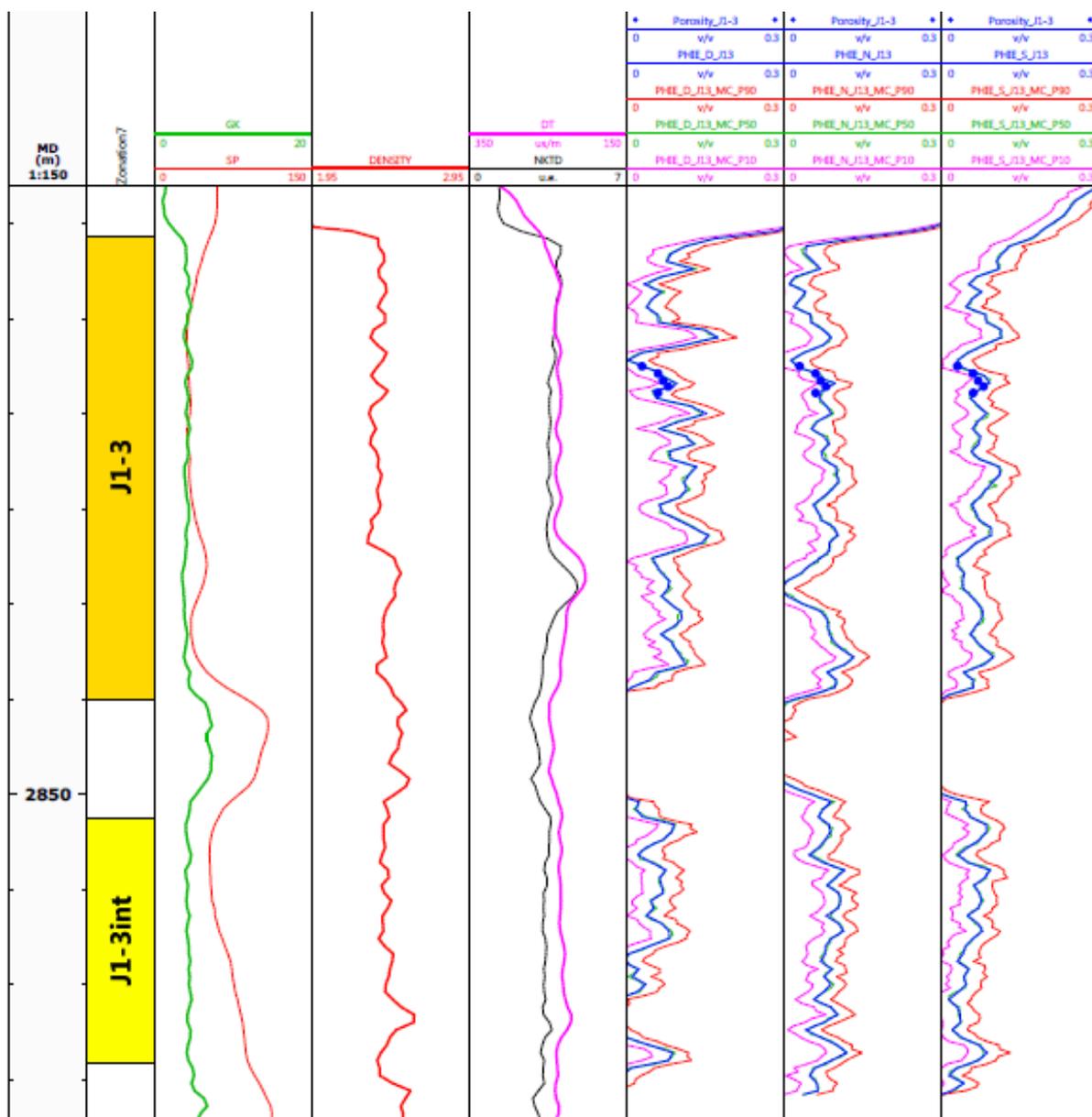


Рисунок 3.21 – Сводный планшет каротажных кривых для скважины 6, паст Ю₁³

Разница между сгенерированными значениями пористости P90 и P10 практически одинакова для всех методов: плотностного (PHE_D), нейтронного (PHE_N) и акустического (PHE_S). Однако в скважинах 2 и 5 PHE_S имеет более низкий диапазон неопределенности, чем PHE_N, в то время как PHE_D имеет наибольший диапазон. Однако эта тенденция не наблюдается в других скважинах, возможно, это может быть связано с различными скважинными условиями, влияющими на процесс записи данных. Для пористостей,

полученных по данным плотностного и акустического каротажей, был проведен анализ чувствительности, и диаграммы «торнадо» для всех фаций скважины 6 представлены на Рисунках 3.22-3.25.

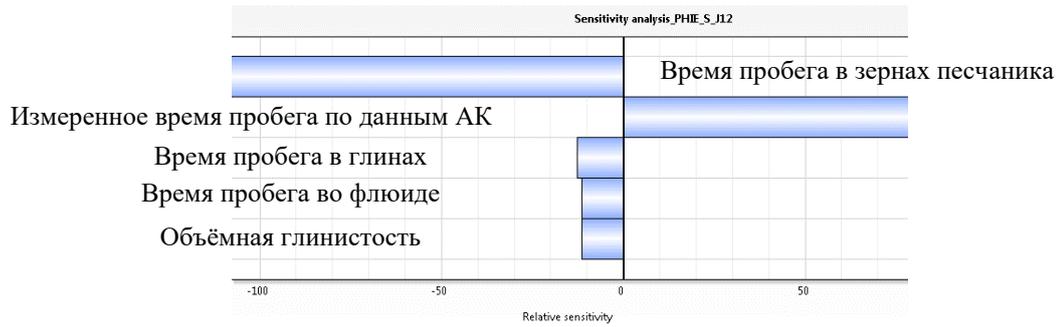


Рисунок 3.22 – Анализ чувствительности для АК, скважина 6, Ю₁²

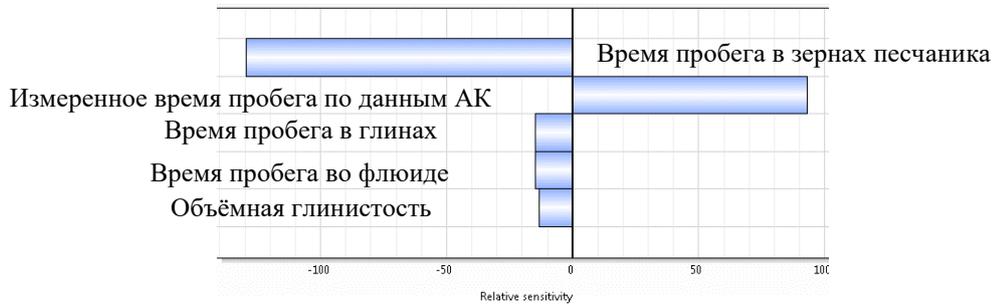


Рисунок 3.23 – Анализ чувствительности для АК, скважина 6, Ю₁³

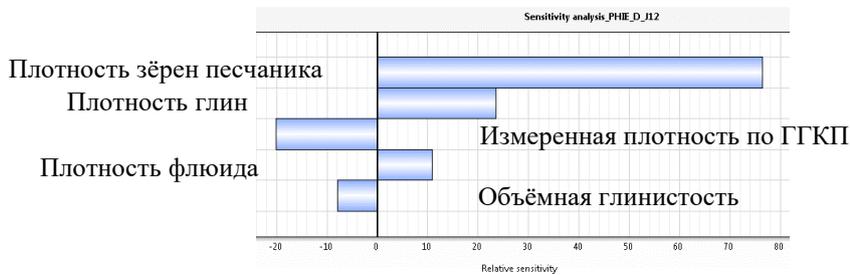


Рисунок 3.24 – Анализ чувствительности для ГГКП, скважина 6, Ю12

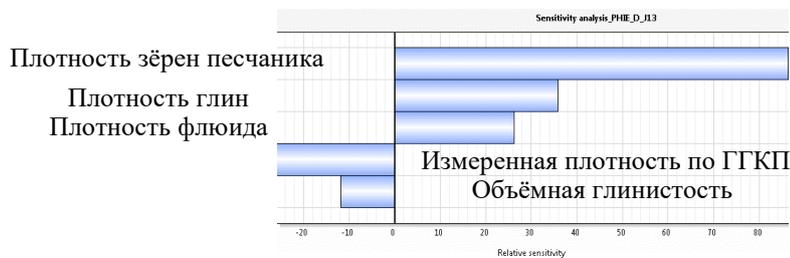


Рисунок 3.25 – Анализ чувствительности для ГГКП, скважина 6, Ю13

Из графиков на Рисунках 3.22-3.25 видно, что методы сильно чувствительны к свойствам зерен породы коллектора. Это означает, что больше внимания следует уделять точности их определения в лабораторных условиях. Отмечается высокая чувствительность к измеренному времени пробега, в то время как для плотностного каротажа чувствительность к точности измерений ниже, но данные по свойствам глин и насыщающего промытую зону флюида более важны, чем для акустического каротажа.

Как может быть видно из Рисунков 3.20-3.21, значения пористости, полученные по трём методам, немного отличаются друг от друга. Для качественного сравнения показаний по разным методам необходимо построить гистограммы распределения пористости.

3.2.2 Распределение значений пористости

Для того чтобы сравнить распределение пористости для трех методов, необходимо построить гистограммы с одинаковым количеством значений и для одинаковых скважинных условий. Для этого будут использоваться значения из скважин 2 и 6, так как это единственные скважины, в которых присутствуют все три метода, распределения значений пористости для $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$ представлены на Рисунках 3.26-3.27, распределения значений P10, P50 и P90 представлены в приложении Б (Рис. Б7-Рис Б12).

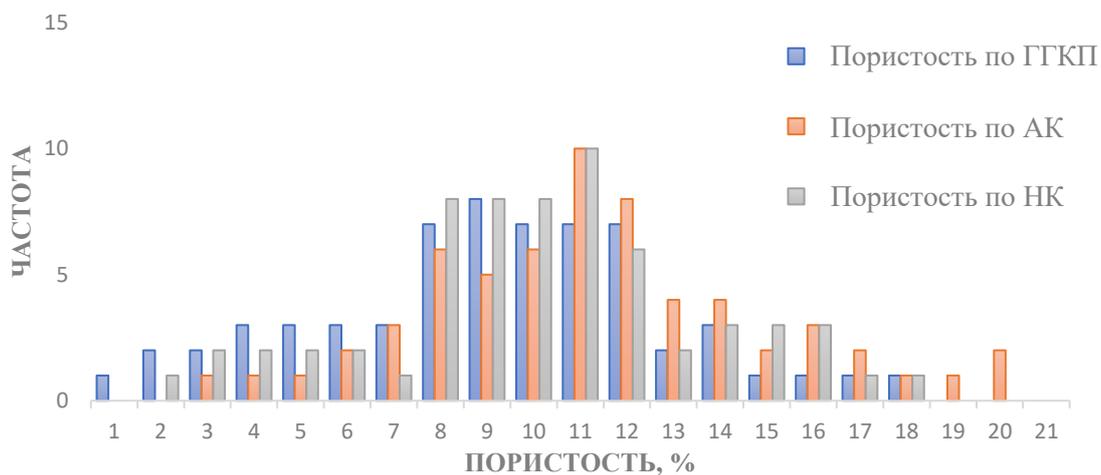


Рисунок 3.267 – Распределение значений пористости для скважин 2 и 6, Ю₁²

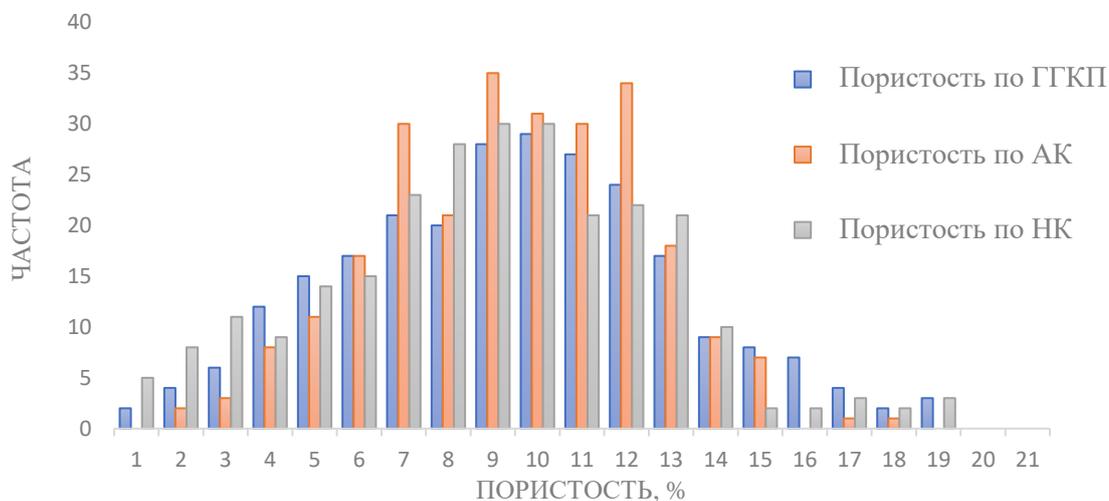


Рисунок 8 – Распределение значений пористости для скважин 2 и 6, Ю₁³

На графиках видно, что средние значения пористости для звукового и нейтронного каротажа встречаются чаще, в то время как значения пористости по плотностному каротажу чаще встречаются в интервалах с более низкими и более высокими значениями. Первой причиной такого распределения заключается в том, что плотностной каротажа имеет более высокую разрешающую способность, в то время как акустический каротажа измеряет и усредняет значения для бóльшего интервала. Кроме того, на одном из кросс-плотов (Рис. 3.11) было видно, что иногда значения пористости по плотностному методу занижены, это можно объяснить наличием конкреций пирита, обнаруженных в керновых материала пласта Ю₁³, что приводит к завышению объемной

плотности. Нейтронный каротаж имеет сопоставимую разрешающую способность с плотностным методом, и, по логичное предположить, распределение должно быть схожим, но измерения нейтронным каротажом подвержены влиянию связанной воды в глинах, что завышает водородный индекс, и, следовательно, значения эффективной пористости по НК.

3.2.3 Рекомендации для дальнейших исследований

Для бóльшей обоснованности выбора того или иного оптимального метода для надежного определения подсчётного параметра, например, пористости, необходимо провести дальнейшие исследования и рекомендуется выполнить следующее:

- проинтерпретировать большее количество скважин для статистики и рассмотреть применение методов в других геологических условиях, то есть фациях и обстановках осадконакопления, что позволит сформировать оптимальный комплекс ГИС, менее подверженный неопределенностям;

- выполнить анализ неопределенностей для других петрофизических параметров, зависящих от значений пористости или рассчитываемых по ним, оценка неопределенностей таких параметров методом Монте-Карло позволит оценить запасы более надежно;

- учесть неопределенности, связанные с лабораторными исследованиями керна;

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Успех и перспективность любого научного исследования определяется не столько результатом, оценить который в начале жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает довольно сложно, сколько коммерческой ценностью исследования и разработки. Оценка коммерческой ценности проекта является необходимым условием при поиске источников финансирования для исследовательской деятельности и коммерциализации её результатов. Результаты данной оценки особенно важны для разработчиков – исследователей, которые представляют информацию о состоянии и прогнозах проводимых научных исследований.

Коммерческая привлекательность любого научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро исследователь найдёт ответы на следующие вопросы:

- будет ли продукт востребован рынком;
- какова будет его цена, что удовлетворить заказчика;
- каков бюджет научного исследования;
- сколько времени потребуется для реализации.

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач [16]:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определения возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;

- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Исследователь заинтересован в потребителях, которые готовы инвестировать в его разработку. Именно поэтому необходимо иметь представление о том, кто является конечным потребителем продукта или прогнозировать, кто может стать им в будущем. Также должна быть чётко обозначена причина покупки разработки, т.е. определён целевой рынок.

Целевым рынком называется совокупность сегментов, на котором будет продаваться в будущем разработка.

Основными критериями сегментирования коммерческих организаций являются месторасположение, отрасль, выпускаемая продукция и размер.

Что касается нашей разработки, целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия сегментирования: размер компании и отрасль. Размер компании важен, поскольку крупные заказчики зачастую используют новые технологии и могут позволить себе поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Если рассматривать отрасли, то не все компании могут пользоваться проведёнными исследованиями. В нашем случае, основными заказчиками и потребителями являются крупные нефтяные компании, одним из направлений деятельности которых является поиск и разведка месторождений нефти и газа. После определения отрасли вытекает географический критерий, поскольку не все регионы облают нефтяными ресурсами.

4.1.2 SWOT – анализ

Данный вид анализа применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчётливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых исследовательский проект будет реализовываться. В Таблице 4.1 представлены данные по SWOT-анализу.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
<p>С1. Использование современных программ для проведения исследований.</p> <p>С2. Получение новых, ранее неопубликованных результатов.</p> <p>С3. Невысокая стоимость оборудования для проведения исследования.</p> <p>С4. Квалифицированные сотрудники.</p> <p>С5. Стабильное финансовое состояние компании.</p>	<p>Сл1. Вероятность неудачи исследования.</p> <p>Сл2. Ограниченная целевая аудитория.</p> <p>Сл3. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров.</p> <p>Сл4. Отсутствует спонсорское финансирование.</p>
Возможности	Угрозы
<p>В1. Появление дополнительного спроса на продукт.</p> <p>В2. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>У1. Появление конкурентов.</p> <p>У2. Задержка финансирования проекта или утрата инвестора;</p> <p>У3. Утеря актуальности исследования;</p> <p>У4. Отсутствие спроса на новые технологии;</p>

Перейдём к реализации второго этапа, который заключается в выявлении соответствия сильных и слабых сторон исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Так можно выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Построим интерактивную матрицу Вейриха и с помощью неё разберёмся с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица представлена в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица научного исследования

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	0	+	-	+	-
	B2	+	+	-	+	-
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	-	-
	У2	-	-	-	+	+
	У3	-	+	-	-	-
	У4	+	+	-	-	-
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	B1	-	-	-	-	
	B2	-	-	-	-	
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	У1	-	-	-	-	
	У2	-	0	-	+	
	У3	-	0	-	0	
	У4	-	0	0	0	

Анализ интерактивной таблицы представим в виде записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей: B1C2C4; B2C1C2C4. Поскольку обе возможности сильно коррелируются с одними и теми же сильными сторонами запись может быть следующей: B1B2C1C2C4.

Составим итоговую матрицу SWOT-анализа (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Итоговая SWOT-матрица

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>С1. Использование современных программ для проведения исследований.</p> <p>С2. Получение новых, ранее неопубликованных результатов.</p> <p>С3. Невысокая стоимость оборудования для проведения исследования.</p> <p>С4. Квалифицированные сотрудники.</p> <p>С5. Стабильное финансовое состояние компании.</p>	<p>Сл1. Вероятность неудачи исследования.</p> <p>Сл2. Ограниченная целевая аудитория.</p> <p>Сл3. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров.</p> <p>Сл4. Отсутствует спонсорское финансирование.</p>
Возможности	<p>Привлечение к разработке высококвалифицированного персонала, а также успешное исследование позволит существенно повысить спрос и снизить конкурентоспособность аналогов.</p>	<p>Снижение конкурентоспособности подобных исследований и при появлении спроса на новые высока вероятность использования данной разработки в компаниях, использующих традиционные методы.</p>
<p>В1. Появление дополнительного спроса на продукт.</p> <p>В2. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>		
Угрозы	<p>Поскольку исследование считается малозатратным, то существует возможность вложить дополнительные денежные средства в другие услуги (например, получение лицензии).</p>	<p>Несвоевременное финансирование исследования приведёт к заморозке проекта.</p>
<p>У1. Конкуренция.</p> <p>У2. Задержка финансирования проекта, утрата инвестора;</p> <p>У3. Утеря актуальности исследования;</p> <p>У4. Отсутствие спроса на новые технологии;</p>		

4.1.3 Оценка проекта по технологии QuaD

Технология QuaD представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и её перспективность на рынке и позволяющих принимать решение о целесообразности вложения денежных средств в инженерный проект.

Рассмотрим две группы показателей: показатели оценки качества разработки и показатели оценки коммерческого потенциала разработки. Каждый показатель оценим экспертным путём по 100-балльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Все расчёты представлены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
Простота эксплуатации	0,084	50	100	0,5	0,042
Качество интеллектуального интерфейса	0,151	90	100	0,9	0,136
Требует ресурсов памяти	0,067	40	100	0,4	0,027
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,118	70	100	0,7	0,082
Уровень проникновения на рынок	0,050	30	100	0,3	0,015
Перспективность рынка	0,050	30	100	0,3	0,015
Цена	0,084	50	100	0,5	0,042

Продолжение таблицы 4.4

Финансовая эффективность научной разработки	0,109	65	100	0,65	0,071
Скорость выхода на рынок	0,118	70	100	0,7	0,082
Наличие сертификации разработки	0,168	100	100	1	0,168
Итого	1	595			0,681

Средневзвешенное значение всех показателей позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведённого исследования. Значение показателя получилось в интервале от 79 до 60, что говорит о перспективности разработки.

Результат анализа говорит о том, что можно увеличить объем инвестирования в текущую разработку и направления её дальнейшего улучшения.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Выполнение научной работы начинается с формирования рабочей группы, которая состоит из студента и научного руководителем.

Перечень этапов работ и распределение обязанностей представлен в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение ТЗ	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих методов ГИС определения подсчётных параметров пласта	Дипломник
	6	Выделение характерных особенностей верхнеюрских отложений	
	7	Определение подсчётных параметров разными методами ГИС, анализ неопределённости, сравнение результатов	
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка качества полученных результатов	Руководитель, дипломник
	9	Определение целесообразности проведения исследования	
	10	Оформление пояснительной записки	Дипломник
	11	Разработка презентации	

4.2.2 Определение трудоёмкости выполняемых работ

Важным моментом является определение трудоёмкости работ каждого из участников научного исследования, поскольку трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости исследования.

Для определения ожидаемого значения трудоёмкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения i -ой работы чел/дн.; $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i – ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел/дн.; $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i – ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел/дн.

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определим продолжительность каждого этапа научного исследования в рабочих днях, причём учитывая то, что участников несколько и возможна параллельность выполнения работ на некоторых этапах (формула 7). Цель данного расчёта – обоснования заработной платы, поскольку удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости разработки составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_1}, \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.; $t_{ожі}$ –ожидаемая трудоёмкость выполнения одной работы, чел/дн.; $Ч_1$ -численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 – го этапа работы – составления и утверждения технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 7}{5} = 4 \text{ чел/дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{4}{1} = 4 \text{ раб. дн.}$$

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Перед построением таблицы длительность каждого этапа переведём в календарные дни, воспользовавшись формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i – ой работы в календарных днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Определим коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ -количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В качестве примера рассчитаем длительность работ в календарных днях T_{ki} для 1-го этапа – составления и утверждения технического задания:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = T_{pi} \cdot \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = 4 \cdot \frac{366}{366 - 104 - 14} = 5,90 \text{ дней.}$$

Все рассчитанные значения сводим в таблицу, которая приведена в приложении Б (табл. Б2).

4.3 Бюджет научного исследования

4.3.1 Расчёт материальных затрат

Рассчитывая материальные затраты, необходимо опираться на действующие цены и тарифы на электроэнергию и интернет. Результаты расчёта приведены в Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена за ед., руб	Сум. затраты, руб
Ручка	шт	1	40	40
Блокнот для записей	шт	1	100	100
Электроэнергия	кВт/ч	200	3,22	644
Интернет	мес	2	390	780
Картридж для принтера	шт	1	500	500
Бумага белая, А4	пачка	1	300	300
Итого				2364

4.3.2 Расчёт затрат на специальное оборудования для научных исследований

Для успешного выполнения исследования необходимо наличие персонального компьютера или ноутбука с наличием Microsoft Office для создания текстовых документов, лицензионных программных пакетов Petrel и Techlog для интерпретации данных ГИС и корреляции пластов. Все затраты представлены в Таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Затраты на оборудование и программное обеспечение

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования	Цена оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
Ноутбук	1	50	50
Принтер	1	6,5	6,5
Microsoft Office	1	9,9	9,9
Petrel	1	0	0
Techlog	1	0	0
Итого			66,4

4.3.3 Расчёт основной заработной платы исполнителя

Произведём расчёт основной заработной платы работников, непосредственно занятых выполнением исследования, а также дополнительную заработную плату:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.6)$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.7)$$

где Z_m – месячный должностной оклад, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 рабочих дня $M=11,2$, в 48 – 10,4);

F_d -действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн.

Баланс рабочего времени указан в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих		
• выходные дни	104	104
• праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
• отпуск;	48	48
• больничный;	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	200	200

$$Z_{\text{дн(рук)}}=(39000 \cdot 10,4)/200=2028 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн(дип)}}=(1906 \cdot 10,4)/200=99,11 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент; $k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы представлен в Таблице 4.9.

Таблица 4.9 – 1Расчёт основной заработной платы

Должность	$Z_{\text{б}}$	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$	$Z_{\text{дн}}$	$T_{\text{р}}$	$Z_{\text{осн}}$
Руководитель	39000	1,3	0,2	1,3	76050	2028	5	10140
Дипломник	1906	-	-	1,3	2477,8	99,11	55	5451,05
Итого								15591,05

4.3.4 Расчёт дополнительной заработной платы

Рассчитаем дополнительную заработную плату (Таблица 4.10) как 12 % от основной заработной платы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.9)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,12.

Таблица 4.10 – Общие затраты на заработную плату

Заработной плата, руб	Руководитель	Дипломник
Основная заработная плата	10140	5451,05
Дополнительная зарплата	1216,80	654,13
Итого	11356,80	6105,18

4.3.5 Расчёт отчислений во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитаем по формуле:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.10)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования).

Данные расчёта представлены в Таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель	10140	1216,80
Дипломник	5451,05	654,13
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	3077,69	1654,50
Итого	3077,69+1654,50=4732,19	

Все виды затрат представлены в Таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Бюджет затрат

Наименование статьи	Сумма, руб
Материальные затраты	2364
Специальное оборудование	66400
Основная заработная плата	15591,05
Дополнительная заработная плата	1870,93
Отчисления во внебюджетные фонды	4732,19
Бюджет затрат	90958,17

4.4 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по управлению ими

Самым значимым риском для данного исследования является маркетинговый, который возникает в результате ошибочной оценки конкурентоспособности или недостаточного изучения потребностей рынка. Также существует вероятность возникновения рисков несоблюдения графика выполнения исследований и превышения бюджета проекта. Существуют также общеэкономические риски, которые связаны с изменением курсов валют, усилением или ослаблением инфляции.

4.4.1 Качественный анализ рисков

В ходе анализа опишем неопределённости, присущие проекту, причины, которые их вызывают, и, как результат, риски проекта.

Для удобства разработаем логическую карту, представляющую собой список вопросов, помогающих выявить существенные риски (Рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – Логическая карта для вывода новой разработки на рынок

Снизить влияние рисков возможно путём осуществления контроля за управленческими решениями в процессе реализации проекта.

Варианты управленческих решений:

- резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов (самострахование);
- реструктурирование кредитов.

Основные риски исследования представлены в Таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Риски и меры по ограничению их последствий

Виды рисков	Меры по ограничению последствий рисков
Неустойчивость спроса	Резервирование средств (самострахование);
Рост конкуренции	Систематическое изучение конъюнктуры рынка; активные маркетинговые действия.
Появление альтернативной разработки	Расширение состава поставщиков
Непредвиденные обстоятельства: политическая и экономическая нестабильность	Готовность к заморозке проекта: создание резерва для покрытия расходов.

4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной и экономической эффективности исследования

Определение эффективно происходит на основе расчёта интегрального показателя эффективности научного исследования. Примем тот факт, что для аналоговых разработок требуется более дорогое оборудование и программное обеспечение, а также большие материальные затраты.

Для расчёта воспользуемся данными из Таблицы 4.14.

Таблица 4.14 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Наименование	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Материальные затраты	2364	3500	4000
Специальное оборудование	66400	80000	85000
Основная заработная плата	15591,05	15591,05	15591,05
Дополнительная заработная плата	1870,93	1870,93	1870,93
Отчисления во внебюджетные фонды	4732,19	4732,19	4732,19
Итого	90958,17	105694,17	111194,17

Интегральный финансовый показатель разработки:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (4.11)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i – го варианта исполнения; Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научного исследования (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение или уменьшение бюджета разработки в разах.

Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \text{ или } I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (4.12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i – го параметра; b_i^a, b_i^p – бальная оценка i - го параметра для

аналога и разработки, устанавливается экспертным путём; n – число параметров сравнения.

Данные для расчёта интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в Таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Удобство в эксплуатации	0,21	5	4	4
Достоверность	0,20	5	4	3
Воспроизводимость	0,19	4	4	4
Надёжность	0,24	5	5	5
Способствует экономическому развитию	0,16	4	3	3
Итого	1	23	20	19

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,21 + 5 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,19 + 5 \cdot 0,24 + 4 \cdot 0,16 = 4,65;$$

$$I_{\text{ан.1}} = 4 \cdot 0,21 + 4 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,19 + 5 \cdot 0,24 + 3 \cdot 0,16 = 4,08;$$

$$I_{\text{ан.2}} = 4 \cdot 0,21 + 3 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,19 + 5 \cdot 0,24 + 3 \cdot 0,16 = 3,88.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{фин}}^{\text{исп.1}}}, I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{фин}}^{\text{исп.2}}} \quad (4.13)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\bar{\varepsilon}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}} \quad (4.14)$$

Все расчёты сведём в Таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Сравнительная характеристика разработки

№	Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,82	0,95	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,08	3,88
3	Интегральный показатель эффективности	5,67	4,29	3,88
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,32	1,46

В ходе выполнения для исследования был проведён SWOT - анализ, выявлены потенциальные потребители и определены возможные риски. Разработка отвечает всем необходимым требованиям ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5. Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В качестве объекта исследования рассмотрим рабочее место инженера, который выполняется исключительно умственно-напряжённую работу за персональным компьютером в течение всего рабочего дня.

5.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Режим рабочего времени исследователя предусматривает продолжительность рабочей недели. В данном случае предполагается пятидневный режим с двумя выходными днями.

Нормальное число рабочих часов за учётный период определяется исходя из установленной для данной категории работников еженедельной продолжительности рабочего времени [15]. В нашем случае предусматривается восьмичасовой рабочий день с 8:00 до 17:00 с одночасовым обеденным перерывом.

В течение рабочего дня работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут [15].

Работа в выходные и нерабочие праздничные дни запрещена. Привлечение работников к работе в выходные и нерабочие праздничные дни производится только лишь с их письменного согласия в случае необходимости выполнения непредвиденных работ, от срочного выполнения которых зависит в дальнейшем нормальная работа организации в целом или её отдельных структурных подразделений [15].

Необходимо чередовать работу с использованием компьютера и без него, делая небольшие перерывы в работе. Время начала и продолжительность каждого перерыва прописывает сам работодатель в правилах внутреннего трудового распорядка. При 8-часовой рабочей смене суммарное время перерыв составляет от 50 до 90 минут [15]. К примеру, если в течение 8-часового рабочего дня исследователь находится за монитором 50 % рабочего времени, то суммарные перерыва для отдыха должны составлять 70 минут.

Указанные перерывы включается в рабочее время и не продлевают продолжительность рабочего дня. Во время данных перерывов работник не должен выполнять другую работу.

Согласно Типовой инструкции по охране труда при работе за персональным компьютером время непрерывной работы за ним не должно превышать 2 часа [15].

Помимо оплаты труда, равной окладу, предусматривается доплаты и надбавки в виде денежных компенсаций за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, премии за отсутствие нарушений и штрафов у работника, а также за наличие идей и проектов, способствующих модернизации производства.

Исследователь проходит обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры для определения пригодности для выполнения требуемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рассмотрим несколько категорий требований при компоновке рабочей зоны исследователя.

Требования к помещениям для работы с ПЭВМ [13]:

- Естественное и искусственное освещение должно соответствовать требованиям действующей нормативной документации; окна в помещениях, где эксплуатируются компьютеры, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо-восток;
- площадь на одно рабочее место исследователя должна составлять не менее 6 м²;
- для внутренней отделки помещения должна использоваться диффузно отражающие материалы с коэффициентом отражения для потолка 0,7-0,8, для стен – 0,5-0,6 и для пола – 0,3-0,5;
- помещение, где размещено рабочее место, должно быть оборудовано защитным заземлением;
- в помещении уровни шума и вибрации на рабочих местах не должны превышать предельно-допустимых значений, установленных для данных видов работ в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормативами;
- рабочий стол следует размещать таким образом, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проёмам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева;
- освещенность поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк.; освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана;
- следует ограничивать отражённую блескость на рабочих поверхностях за счёт правильного выбора типов светильников и расположения рабочих мест по отношению к источникам естественного и искусственного освещения, при этом яркость бликов на экране не должна превышать 40 кд/м² и яркость потолка не должна превышать 200 кд/м².

На Рисунке 5.1 приведены рекомендации по регулированию настройки высоты монитора. Угол обзора (оптимальный угол 0°) не должен превышать 40° по всей активной площади экрана. Специфические ограничения на расстояние

до экрана и углы зрения и обзора должны рассматриваться с учетом применяемого пользователем метода коррекции зрения и его возраста [8]. Еще более важно, что расстояние наблюдения (просмотра) изображения, углы зрения и обзора должны быть связаны с требованиями производственных заданий и привязаны к естественным рабочим позам.

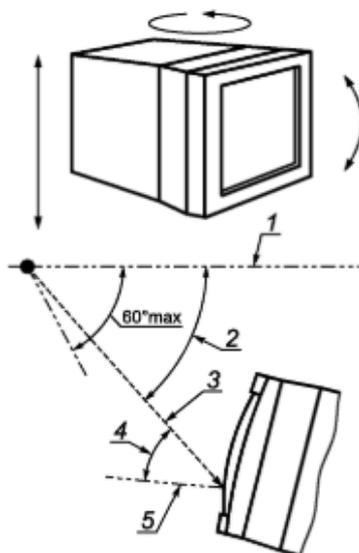


Рисунок 5.1 – Рекомендации по регулировке и ограничения по углу обзора [8]:

1 – горизонтальная линия; 2 – угол зрения (угол наклона линии визирования); 3 – линия визирования; 4 – угол обзора (максимальная величина – 40°); 5 – нормально к поверхности экрана.

Чтобы иметь возможность квалифицированно сформулировать допустимые требования, обеспечивающие эффективную и удобную работу с учетом размеров человеческого тела, важно при определении соответствующих антропометрических данных конкретизировать предусмотренные конструкцией рабочие позы.

К организации рабочего места исследователя должны предъявляться следующие требования [13]:

- расстояние между рабочими столами должно быть не менее 2,0 м;
- рабочие места при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м;

- экран монитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм;
- конструкция рабочего стола и стула должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления.

На Рисунке 5.2 изображена рабочая поза, соответствующая вышеизложенным требованиям.

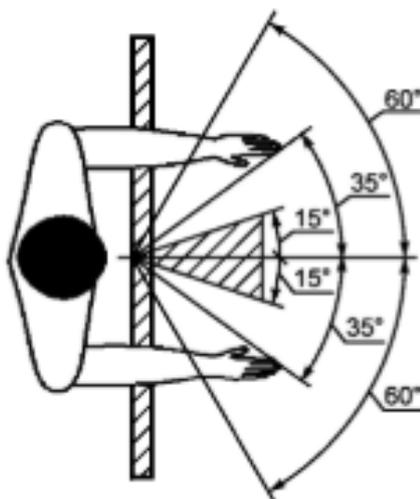


Рисунок 5.2 – Рабочая поза в положении сидя [8]

Эмпирические данные могут указывать на то, что рабочие позы, определенные на основании проектных эталонов, могут быть удобными для пользователей, выполняющих определенные задачи в течение коротких промежутков времени [8]. В других случаях такие позы могут быть неоптимальными или непредпочтительными

5.2 Профессиональная социальная безопасность

Работа с вычислительной техникой по вредности относится к безопасной (риск смерти на человека в год составляет менее 0,0001). Тяжесть труда у

пользователей ПЭВМ также минимальна, т.к. уровень психической нагрузки по этому виду действий предусматривает энергозатраты 2000-2400 ккал в сутки. Условия труда пользователя ПК принадлежат к классу 1 (оптимальные), т.к. отклонения параметров микроклимата от гигиенических нормативов в данном случае минимальны.

При работе с компьютером следует помнить, что при неграмотном их использовании, они способны оказывать внушительное вредное воздействие на организм работающего человека.

5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Пользователь ПЭВМ должен быть осведомлён информацией об вредной воздействию производственных факторов, а также об эффективных способах защиты от них. Это позволит уменьшить вероятность появления профессиональных заболеваний и снизить количество сбоев и ошибок в работе.

Для начала рассмотрим основные нарушения, которые часто возникают при организации работы за ПЭВМ [13]:

- большинство пользователей ПК недостаточно осведомлены о том, какие опасные и вредные производственные факторы могут воздействовать на них на рабочем месте;
- пользователь ПК не ознакомлен с трудовым законодательством по охране труда, соответственно, не знает своих прав и обязанностей со стороны администрации по обеспечению нормальных условий труда;
- не уделяется должного внимания обучению безопасным методам труда за ПЭВМ, не проводятся инструктажи для исследователей, тем не менее, в настоящее время работу за ПК относят к категории работ с опасными и вредными условиями труда (на основании документа Р 2.2.755-99);

- пользователи не проходят обязательных периодических медицинских осмотров как работающие во вредных условиях труда;
 - отсутствуют средства индивидуальной защиты;
 - экономия на оборудовании рабочих мест (недостаточная освещенность, не налажен воздухообмен, отсутствует эргономичная мебель);
 - несоответствие санитарным нормам по площади и объёму рабочего места;
- Основные опасные и вредные факторы, их воздействие на организм, а также предлагаемые средства защиты приведены в таблице в приложении Б (Табл. Б3)

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на исследователя

В общем случае, для пользователей компьютеров характерен набор субъективных жалоб на здоровье. Сюда входят: головная боль, повышенная нервозность, утомляемость, расстройство памяти, нарушение сна, экземы и аллергии, боли в пояснице, запястье и пальцах [12].

Все мероприятия по снижению уровня воздействия сводятся к профилактике возникновения профессиональных заболеваний и оптимальной организации рабочего места исследователя.

Для снижения вредных последствий работы с ПЭВМ необходимы технические и аппаратные средства защиты от внешних воздействий, а также мощная защита организма изнутри с помощью средств коррекции здоровья с учётом конкретного набора экотоксикантов на рабочем месте.

Существует ряд индивидуальных и коллективных высокоэффективных средств защиты и профилактики [12]:

- обеспыливание и увлажнение воздуха;

- освещение; нельзя работать в тёмном помещении: освещённость на поверхности рабочего стола должна составлять 300-500 лк;

При работе с ПК человек имеет дело с активной зрительной нагрузкой. Глаза человека перефокусируются 15-20 тысяч раз течение рабочего дня, что вызывает быструю утомляемость и воспаление глаз, головные боли.

Причинами нарушения зрения являются мерцание экрана (возникает при частоте горизонтальной развертки не выше 50-60 Гц), невысокая резкость символов, мелкий текст программ и документов, наличие бликов и искажений.

Для предупреждения ухудшения зрения необходимо руководствоваться следующими требованиями [12]:

- лучше использовать дисплей с достаточно большим размером экрана и частотой горизонтальной развертки 70 Гц;

- устранить блики с экрана (монитор должен иметь матовую поверхность; должно быть выполнено антибликовое покрытие стеклянной поверхности экрана; не располагать экран, обращенным в сторону окна; рабочее место не располагать непосредственно под источником верхнего искусственного освещения;

- необходимо выполнять комплекс упражнений для глаз.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Огромные количества производства ПК породили новую проблему – проблему утилизации компьютерной техники. Ситуацию усугубляет тот факт, что моральное устаревание компьютерной техники наступает во много раз

быстрее, чем в любой другой отрасли. Согласно данным ООН по программе о защите окружающей среды каждый год человечество выбрасывает на свалку от 20 до 50 миллионов тонн электронных устройств [7]. Это число непрерывно увеличивается.

Выбрасывание переработанной компьютерной техники ведёт к загрязнению почвы, а при соединении с некоторыми веществами, под воздействием тепла и водной коррозии некоторые составляющие компьютеров превращаются в токсичные загрязнители почвы и атмосферы.

В современных ПК и принтерах до 95 % всех материалов пригодны для повторного использования и только 5 % отправляются на свалки или организации по переработки твёрдых бытовых отходов. Кроме того, аккумуляторы и экраны ноутбуков содержат некоторое количество ртути, являющейся токсичным элементом для живых организмов [7]. Компьютерные устройства содержат бромированные огнестойкие добавки и другие токсины. Помимо этого, тысячи компонентов, входящих в компьютерные устройства, содержат бром и хлор. Кроме того, мониторы оснащены светодиодной подсветкой, в которой используется ртуть, а их стекло содержит мышьяк.

Эти компоненты в тех количествах, в которых были добавлены в компьютерную технику, не считаются опасными для организма человека и окружающей среды. Ситуация меняется, когда изделие попадает на свалку. Такие металлы, как свинец, сурьма, ртуть, кадмий и мышьяк, входящие в состав электронных компонентов, переходят под воздействием внешних условий в органические и растворимые соединения и становятся сильнейшими ядами, способными вызвать большие экологические проблемы [7].

5.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

В настоящее время разработана система утилизации отслужившей компьютерной техники, включающая в себя следующие этапы [7]:

- удаление вручную опасных компонентов (такие компоненты содержит, как правило, устаревшая техника, поскольку технологии производства в данный период не позволяли обеспечить соответствующий уровень

- после удаления опасных составляющих удаляются все крупные пластиковые части, пластик сортируется в зависимости от типа и измельчается для того, чтобы в дальнейшем его можно было бы использовать повторно; оставшиеся после разборки части отправляются в шредер;

- измельченные в гранулы остатки компьютеров подвергаются сортировке: с помощью магнитов извлекаются все железные части, затем выделяют цветные металлы (медь, алюминий);

На основании анализа факторов экологического риска, которые могут возникнуть при работе с персональным компьютеров, а также при утилизации компьютерной техники, можно сделать ряд выводов:

- использование современных ПК с ЖК-мониторами вместо устаревших ЭЛТ мониторов позволяет не только снизить уровень потребления энергии почти на 70 %, но и минимизирует уровень вредного электромагнитного излучения при работе с ПК;

- использование ПК автоматически приводит к проблеме утилизации компьютерной техники, потому что не утилизируемая должным образом техника неизбежно ведёт к загрязнению окружающей среды;

Помимо утилизации компьютерной техники, необходимо уделять внимание переработке макулатуры и следовать рекомендациям по её утилизации.

К основным мероприятиям по регулированию в области обращения с отходами относят [6]:

- основной принцип – загрязнитель платит;
- обеспечение производителями и потребителями эффективных мер для надлежащего использования расходов необходимых для предотвращения

неблагоприятного экологического воздействия при производстве бумаги и утилизации макулатуры;

- осуществление политики комплексного управления отходами, разработка и реализация мер, направленных на уменьшение образования отходов и содействие их переработке, при условии обеспечения мер, не допускающих диспропорции в международной торговле;

- стимулирование роста переработки большей части макулатуры, которая составляет значительную долю (от 25 до 50 процентов) твердых бытовых отходов;

- принятие мер по снижению высоких затрат на сбор и сортировку отходов для снижения затрат на переработку макулатуры;

В настоящее время ведётся активная программа с практическими мерами в отношении спроса и предложения на макулатуру, что позволит использовать бумагу из переработанных отходов в практических целях.

Вводятся поощрения за использования бумаги с высоким содержанием переработанных волокон, идёт активизация разработки печатной и множительной техники, более приспособленной для использования бумаги с высоким содержанием переработанных волокон. Происходит разработка активных информационных и образовательных программ для потребителей, пользователей и производителей с целью продвижения бумажной продукции, изготовленной из переработанных отходов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при работе с ПК – пожар, поскольку в современных ПЭВМ очень высокая плотность размещения элементов электронных схем, в непосредственной близости располагаются соединительные провода и кабели, при протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество теплоты, при этом возможно оплавление изоляции и возникновение возгорания [14].

Возникновение других видов ЧС – маловероятно.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При работе с компьютерной техникой выделяется много тепла, что может привести к возникновению пожара. Источниками зажигания могут быть и приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционеры воздуха [17]. Помимо этого, серьезную опасность представляют различные электроизоляционные материалы, используемые для защиты от механических воздействий отдельных радиодеталей.

Участки, на которых используется компьютерная техника, по пожарной опасности относятся к категории пожароопасных «В» [14]. В случае возникновения пожара работники должны покинуть помещение в течение минимального времени.

В помещениях, где расположена компьютерная техника, недопустимо применение воды и пены в качестве средств пожаротушения в связи с опасностью повреждения или полного выхода из строя дорогостоящего электронного оборудования. Для тушения пожара необходимо применять углекислотные и порошковые огнетушители, которые обладают следующим рядом преимуществ [17]:

- высокая скорость тушения;
- большое время действия;
- возможность тушения электроустановок;
- высокая эффективность борьбы с огнем;

Помещение, с компьютерной техникой должно быть оборудовано пожарными извещателями, которые позволят оповестить дежурный персонал о пожаре. В качестве пожарных извещателей устанавливаются дымовые фотоэлектрические извещатели типа ИДФ-1 или ДИП-1. Эти устройства характеризуются высокой скоростью и надежностью срабатывания и работают на принципе рассеяния частицами дыма и теплового излучения [17].

Основные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности [14]:

- 1) паспортизация оборудования, процессов, зданий и сооружений в части обеспечения пожарной безопасности;
- 2) привлечение персонала к вопросу об обеспечении пожарной безопасности;
- 3) обучение работников правилам пожарной безопасности;
- 4) разработка инструкций по работе с пожароопасными веществами и материалами;
- 5) нормирование численности людей на объекте по условиям их безопасности при пожаре;
- 6) разработка мероприятий по действиям администрации и работающих на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;
- 7) обеспечение необходимых количеств и видов пожарной техники;

Требования по обеспечению пожарной безопасности [14]:

- 1) определить и оборудовать места для курения;
- 2) установить порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды;
- 3) определить порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;
- 4) регламентировать: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ;
- 5) разработать действия работников при обнаружении пожара;
- 6) разработать и на видных местах вывесить планы (схемы) эвакуации людей в случае пожара, а также предусмотреть система (установка) оповещения людей о пожаре, разработана инструкция, определяющая действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации людей.

На основании проанализированной информации можно схематично изобразить примерное расположение нескольких рабочих мест в помещении с учётом всех рекомендаций и требований (Рисунок 5.3).

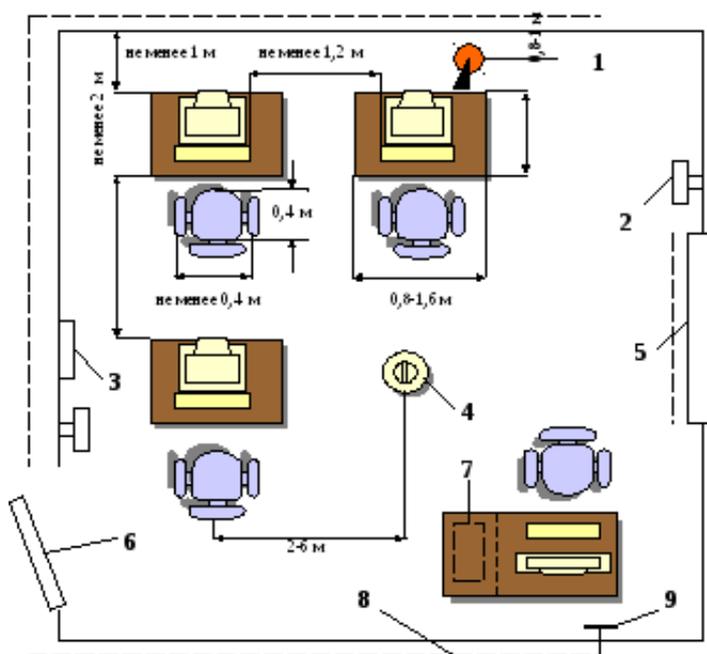


Рисунок 5.3 – Вариант организации рабочих мест в помещении

1 – углекислотный огнетушитель; 2 – воздухоочистители и увлажнители; 3 – аптечка; 4 – подвесной аэроионизатор; 5 – окно с регулируемыми жалюзи; 6 – дверь; 7 – системный блок в нише под крышкой стола; 8 – контур заземления; 9 заземлённые розетки.

Помещение должно систематически проветриваться. Рассмотренные требования помогут сохранить здоровье, а также повысят эффективность выполнения работы.

Заключение

В работе был опробован алгоритм действий для выбора оптимального комплекса ГИС для снижения неопределенности при оценке подсчётных параметров пласта (пористости). Были выполнены следующие шаги:

1) По имеющимся данным был проведен электрофациальный и седиментологический анализы; во всех шести скважинах рассматриваемого месторождения Каймысовского свода были выделены фации окраин барьерного острова (верхний и нижний пляжи), также переходная зона пляжа; отложения, сформированные в условиях прибрежного вала обнаружены только в двух скважинах.

2) Проведена оценка пористости по данным плотностного, акустического и нейтронного каротажей; сравнены коэффициенты корреляции пористости по керну с пористостью по ГИС; было обнаружено, что нейтронный каротаж имеет наивысший коэффициент корреляции в сравнении с другими методами для всех рассмотренных фаций.

3) Проведен анализ неопределенностей. Установлены диапазоны стандартных отклонений для всех параметров, используемых для оценки пористости тремя методами; было выявлено, что диапазоны неопределенности практически одинаковы для всех методов, но в некоторых скважинах звуковой каротаж имеет более низкую область неопределенности по сравнению с двумя другими методами, в то время как для нейтронного каротажа интервал неопределенности оказался наибольшим.

4) Несмотря на почти идентичные интервалы неопределенностей, значения пористости, полученные по каждому методу, слегка различались для одних и тех же интервалов в скважине. Для оценки этих различий были построены гистограммы распределения значений пористости и определены возможные причины различий.

Список использованных источников литературы

1. Белозёров В. Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений / В. Б. Белозёров // Известия Томского политехнического университета. — 2011. — Т. 319, № 1 : Науки о Земле. — [С. 116-123].
2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 92–100.
3. Геофизические исследования скважин. Т. I. Регистрация данных и области применения. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – ххviii, 792 с.
4. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В. П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
5. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. ГОСТ Р 55090-2012 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги от 01.01.2014 (ред. 06.2019).
7. ГОСТ Р 55102-2012 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Руководство по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащего устройств и приборов от 01.07.2013 (ред. 06.2019).
8. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора.
9. Кравченко Г. Г. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам

изучения керна / Г. Г. Кравченко, Е. А. Жуковская // Известия ТПУ. — 2010. — Т. 316, № 1: Науки о Земле. — [С. 80-86].

10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва - Тверь: ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгеофизика", 2003.

11. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

12. Обеспечение безопасности при работе с ПЭВМ / В. Д. Маньков. - СПб.: Изд-во Политехника, 2004 (Петрозаводск: ГУП РК Респ. тип. им. П.Ф. Анохина). - 276, [1] с.: ил., табл.; 22 см

13. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы от 13.06.2003 N-118 (ред. от 21.06.2012).

14. Технический регламент № 123-ФЗ о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 (ред. 27.12.2018).

15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

16. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Криницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

17. Чрезвычайные ситуации при работе с ПЭВМ: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL:https://studopedia.ru/8_107307_osveshchenie-pomeshcheniy-vichislitelnih-tsentrov.html (дата обращения 15.07.2020).

18. Allen, L.S., Tittle, C.W., Mills. W.R., & Caldwell, R.L. (1967). – Dual-Spaced Neutron Logging for Porosity. Geophysics, 32, 1.

19. B.W. Wilson, R.H. Nanz, 1959, Sand conditions as indicated by the self-potential. EPR Memorandum report 51. Shell Development Company.

20. Blanchard, A., & Dewan, J.T. (1953). – The calibration of gamma ray log. *Petroleum Eng.*, December.
21. Ellis, D.V. (1987). – *Well logging for Earth scientists*. Elsevier, Amsterdam.
22. Ellis, D.V., & Chiaramonte, J.M. (2000). – Interpreting neutron log in horizontal wells: a forward modelling tutorial. *Petrophysics*, 41, 1, p. 23-32.
23. Kirby, J. E., Culver, R. C., & Mattei, J. B. (1960, January 1). Profitable Application of Well Logs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1303-G.
24. McWhorter, D.B., Sunada, O.K., 1977, *Ground-water hydrology and hydraulics*: Fort Collins, Colo., Water Resources Publications, 163 p.
25. Pickett, G.R. (1963). – Acoustic character logs and their application in formation evaluation. *J. Petrol. Technol.*, 15, 6.
26. Poete N., 2012, Quantitative petrophysical uncertainties modeling and its impact on reserves estimates. SPWLA-Kuwait Chapter, Kuwait May 15, 2012.
27. Sherman, H., & Lock, S. (1975). – Effect of porosity on depth of investigation of neutron and density sondes. SPE of AIME, paper SPE 5511
28. Tittman, J.S., & Wahl, J.S. (1965). – The physical foundation of formation density logging (Gamma-gamma). *Geophysics*, 30, 2.
29. Toby D (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*, Elsevier, Gulf Professional Publishing, USA.
30. Tyler, N., and R.J. Finley, 1991, Architectural controls on the recovery of hydrocarbons from sandstone reservoirs: Concepts in Sedimentology and Paleontology, v. 3; p. 1-5.
31. Wireline services catalog. Schlumberger. Houston, Texas, 2015. URL: <https://www.slb.com/-/media/files/fe/catalog/2015-wireline-services-catalog>
32. Wyllie MRJ, Gregory AR, Gardner LW, Gardner GHF (1958) An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics* 23(3):459–493.
33. Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., & Gardner, L.W. (1956). – Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 21, 1.

Приложение А

Methodology for selection of optimal well logging complex for reducing uncertainties in volumetric parameters (in terms of oilfield of Kaimysovsky swell)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Фицнер Артём Фёдорович		14.08.20

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозёров В.Б.	д.г.-м.н.		

1 Common well logging methods for determination of volumetric parameters

1.1 Potential Problems Of logging methods

Geotechnical data acquisition is costly but it is required for taking better profit-generating decisions, achieving optimal financial expenditures meanwhile mitigating all relevant risks. Well logging program is considered as successful if key reservoir data derived are valid, complete and profitable, otherwise improperly selected methods can lead to:

- high uncertainties in log derived petrophysical properties, what bring mistakes in their averaging when creating models;
- mistakes in facies analysis which negatively affect the way how properties will be distributed over the model;
- non-representative data due to well and geological conditions. Often not every log in the complex is used for interpretation because its quality is poor or it gives lower correlation with core data – it means that there is no point in using some logs in certain situations and money can be saved.

All these negatively contribute to reserves estimation, also wrong decisions can be taken concerning future drilling program and development strategy what can cost much more. For example, Toby [1] shares his experience in mistake the resulted in underestimating reserves. Oil contained in laminated sequences was missed while logging and cumulative oil production exceeded STOIIP. Field's reevaluation and changing cutoffs doubled STOIIP. It is stated that including non-reservoir shale laminae as net sands may compensate for oil in-place lost due to overestimating water saturations (S_w) in the sands.

Some logging tools are used on a permanent basis for exploration, drilling, completion and workovers. The most common approach is to run a standard set of logs under all conditions along wellbore – practice based on the fact that exactly this combination gave adequate results in other well [2]. It also allows to save money due to fast decision making and time-consuming operations are excluded for using certain tool in certain conditions, no need in conditions analyzing. That is why in this thesis work it is suggested to determine porosity logging method at initial, exploration phase, which can be reliably used and will give satisfactory results during further drilling of the field and logging. In order to do this, first and foremost, it is needed to understand what facies are revealed by wells, degree of their vertical heterogeneity and lateral continuity.

1.2 Porosity logging methods

For the purpose of right logging method selection for definite case, it is necessary to comprehend what method allows to evaluate qualitatively, quantitatively and under which conditions the method will give the best result. Due to presence of various factors and limitations affecting log selection, tables summarizing the most commonly used logging methods for porosity estimation may help to clarify suitable operational conditions and objectives (table 1.1).

Table 1.1 – Application objectives of porosity logging methods

Log type	Qualitatively evaluation	Quantitatively evaluation
Acoustic	Lithology and mineralogy identification in complex with other porosity methods; degree of consolidation; correlation; opened fractures detection; identifying of reservoirs and gas bearing intervals;	Transient time, compaction factor and profile, primary porosity, secondary porosity index acoustic impedance, density, elastic rock properties, synthetic seismogram.

Table 1.1 cont.

Neutron	Detection of porous intervals, gas bearing formations; lithology identification, sedimentology (facies, environments), hydrocarbon density estimation; can be used for correlation if shales are non-radioactive and do not emit γ -rays.	Porosity calculation and mineralogical composition (with acoustic or density methods), hydrogen index.
Density	Reservoir detection (by porosity), lithology (directly with photoeffect index), sedimentology (facies, environments), diagenesis (cementation, compaction), useful in complex with vertical seismic profiling.	Rock density, acoustic stiffness and reflectivity, percentage of mineralogical composition (in complex with photoelectric absorption P_e), cement type

Advantage of density method is that it can be used for accurate porosity estimation if matrix and fluid densities are known. Shallow investigation of the log results in investigating the invaded zone filled with mud filtrate. Difficulties occurs in case of logging gas bearing intervals as fluid density cannot be identified reliable. Also, disadvantage is that this method investigates only one side of the borehole.

Neutron measurements allows reliable porosity estimation in simple fluid filled reservoirs being very sensitive to gas and clay content. In case if the zone of interest is saturated with fluids with lower hydrogen indexes than water, porosity will be underestimated. Neutron method investigates the flushed zone and in all the directions around the borehole, typically requires considerable corrections for environmental conditions. Method is very sensitive to standoff from the wall and requires decentralization.

Compressional sonic log can be applied as a good porosity estimator in consolidated rocks. The method is very fast and can be accurate if all the parameters and coefficients are tuned to a particular reservoir rock and conditions. Method is sensitive to formation pressure and rock compressibility. Interpreted results sometimes

may not reflect real porosity values in hydrocarbon bearing intervals due to the uncertainty in adequate fluid transient time. Moreover, one more source of uncertainty is the fact that the log may measure transient time through both flushed and uninvaded zones, what depends on invasion depth and relative velocities zones. Enlarged boreholes, fractures, improper centralization lead to signals attenuation and cycle skipping can occur, resulting in increase of transient time and porosity overestimation. All these can result in uncertainties in selection of appropriate parameters for interpretation.

As there are pyrite particles present in wells and sometimes presence of pyrite concretions was confirmed from core samples, effect of this mineral must be taken into account. According to influence of the pyrite on porosity logs is small for sonic and neutron logs, but essential for the density log that tends to underestimate porosity. As stated by Clavier, 1% by volume of pyrite shifts measured bulk density for 0.023 g/cm^3 , corresponding to a porosity error of -1.4%.; such pyrite volume increases sonic transient time by $0.11 \text{ } \mu\text{sec/ft}$ with porosity error equal 0.1%; for sidewall neutron porosity log error is 0.03%.

Efficiency of logging methods depends on a number of factors, each method has its own benefits, limitations and range of uncertainties, most common are summarized in table 2 for porosity and electrofacies analysis methods. In some cases, corrections for some factors can be performed to avoid data distortions, however, it is not possible to take into account each factor, in addition, tool's resolution and depth of investigation are very important for measuring true values.

2 Electrofacies analysis and facies determination using core data

For reserves calculation knowledge of petrophysical properties, thickness and lateral continuity of each sedimentation unit are necessary. Some facies characteristics can affect logging measurements:

vertical heterogeneity and bed thickness – true logging signal can be obtained if thickness is higher than vertical resolution;

presence and distribution of silts, muds in reservoir – connate water, non-uniform invasion;

presence of heavy minerals, hydrogen absorbers can distort density and neutron measurements respectively, while sonic is affected by poor consolidation, presence of vugs.

There are much enough various depositional environments in which reservoirs with various vertical heterogeneity and lateral continuity can be formed, figure 2.1 shows a variety of heterogeneities for reservoirs.

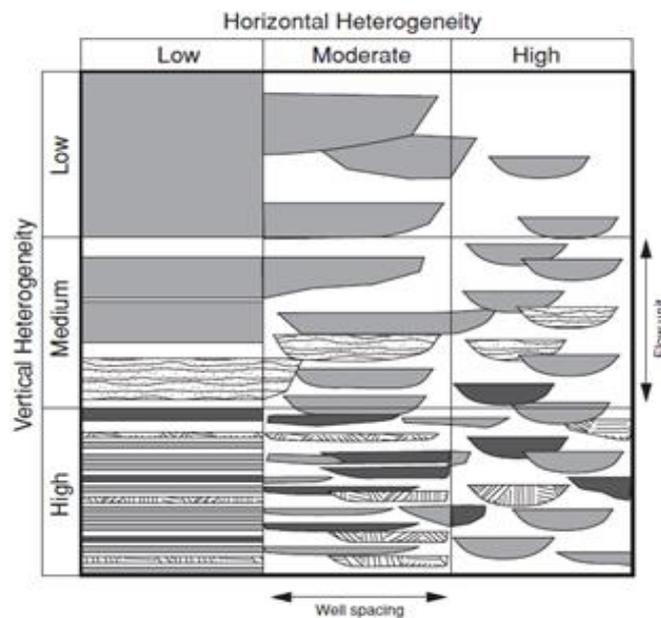


Figure 2.1 – Reservoir heterogeneities after Tyler and Finley

In figure 2.2 a typical model for barrier island facies by Belozarov is shown. Identification of facies is possible by means of electrofacies analysis, that is the only method for wells with no core data. It is possible to perform such analysis using gamma ray (GR) and spontaneous potential (SP) logs in complex with description of core samples that were obtained from each well under consideration, in addition, sedimentological features that might affect log measurements could be detected.

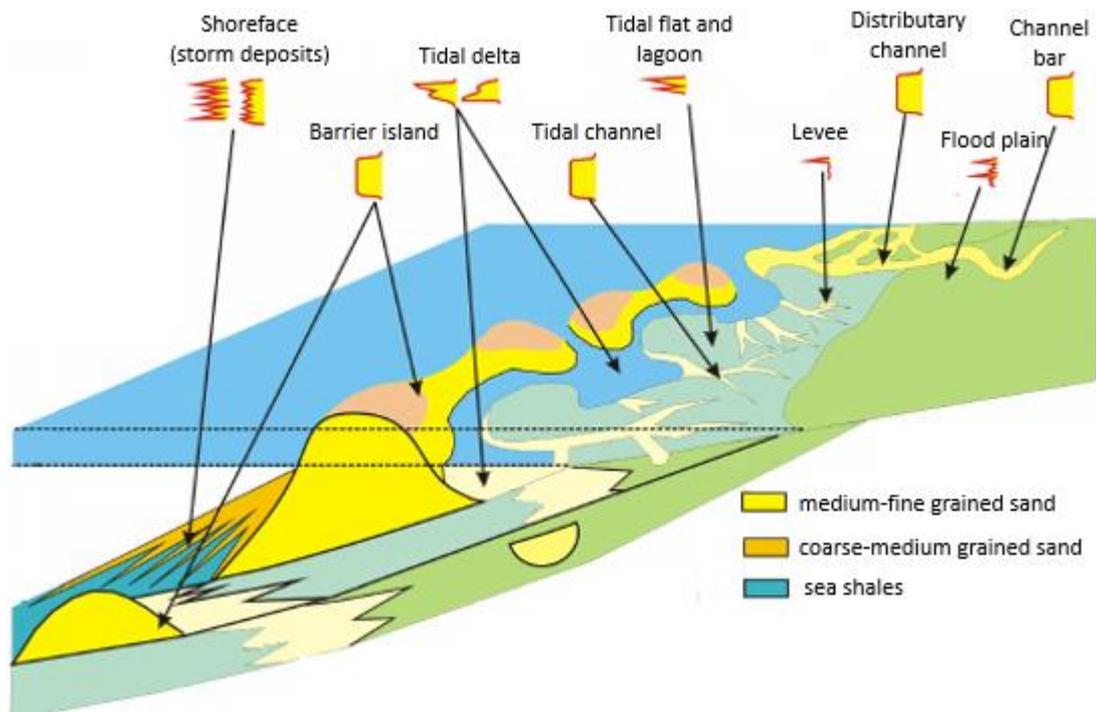


Figure 2.2 – Model of barrier island by Belozarov

Log profile, lithology and α_{sp} calculated from SP log for well 1 are shown in figure 2.3. Below the measured depth (MD) 2794 meters there is a horizontal lamination of mudstones and siltstones with traces of benthic organisms, deposits represent transition zone between offshore shelf and lower shoreface below the storm wave base. Sea regression results in coarsening up and facies changes to upper shoreface and foreshore representing marginal parts of barrier island. Barrier island facies could be recognized by cylindrical shape of SP curve with $\alpha_{sp}=1.0\pm 0.8$ according to and thickness is 17.5 meters. Deposits are oil saturated and presented by silty sandstone with shale and detritus laminae in lower part that can be seen in ultraviolet photo, texture is massive, horizontal, bioturbation is present (cruziana). These deposits are followed by interbedding of fine sandstones and siltstones. Above there are coal and carbonaceous mudstone formed in tidal marsh conditions followed by unconformity and presence of lower shoreface facies presented by silty sandstone, siltstone, slightly carbonatized with inclusions of detritus.

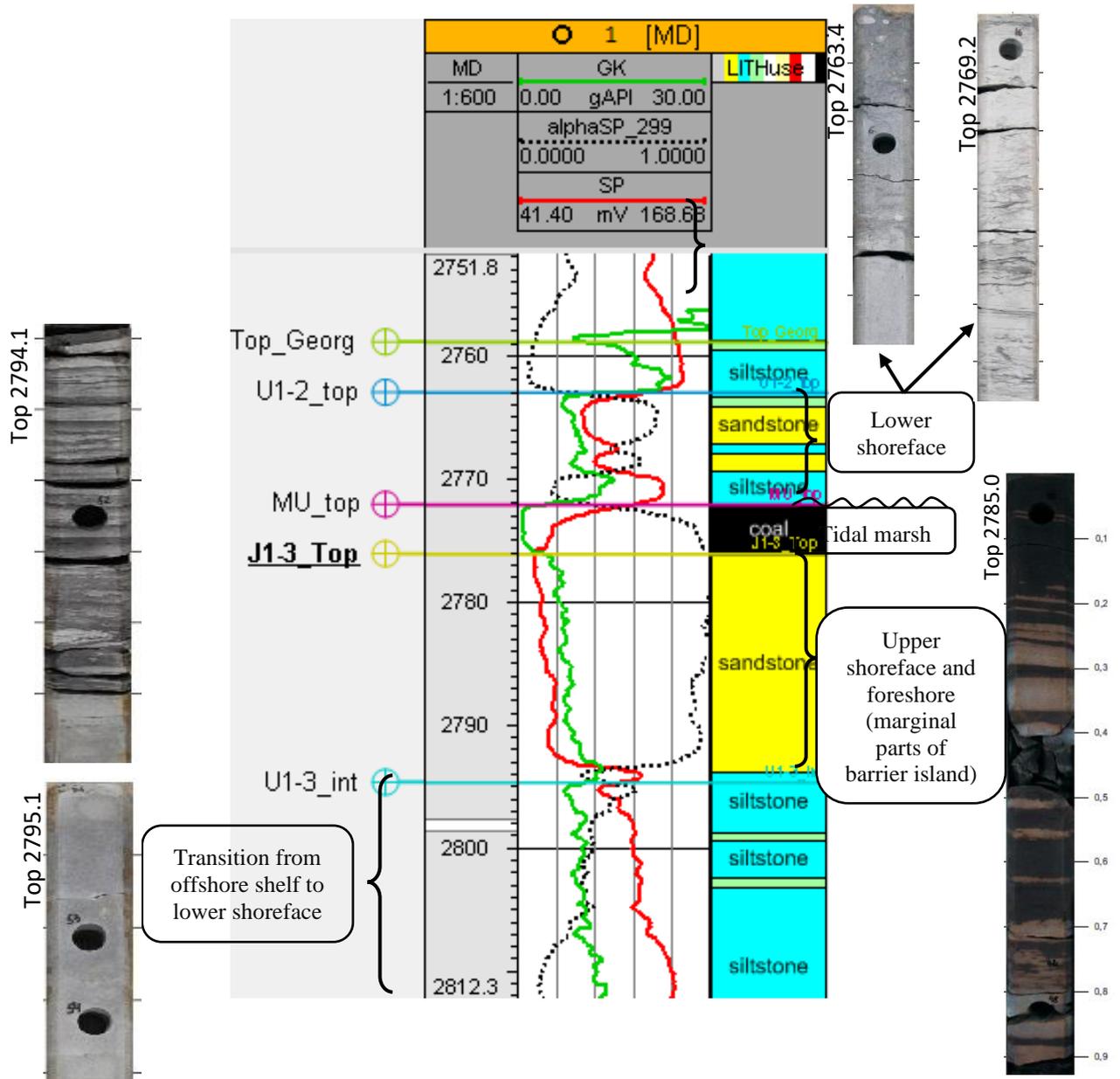


Figure 2.3 – Log profile and facies in well 1

Facies and their sequence in other wells are identical except for well 5, presented in figure 2.4, and well 6. In these wells one more bed representing facies of longshore bar appears as according to bar facies are characterised by funnel shape of SP curve with horizontal top line and $\alpha_{sp}=1.0\div 0.8$. Deposits are composed of fine sandstones interbedding with siltstones, structure is commonly planar and cross laminated. Often pyrite and rarely siderite minerals are present, laminae of mud and detritus take place.

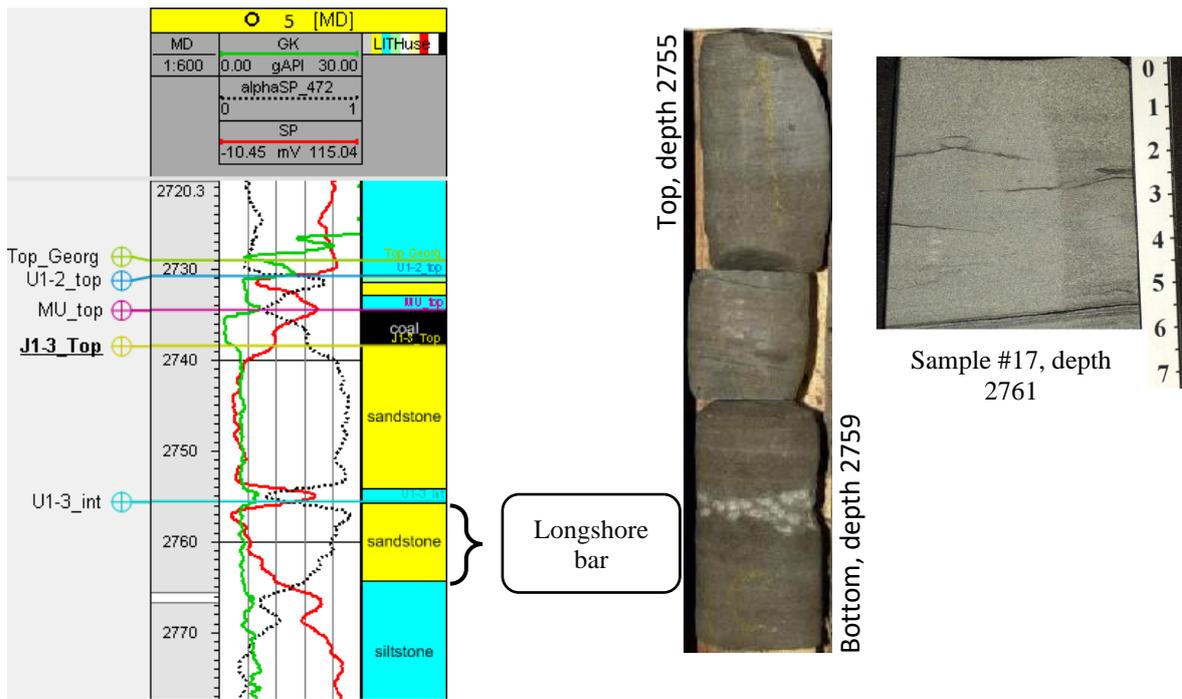


Figure 2.4 – Log profile and facies in well 5

Wells correlation is shown in figure 2.5 to understand the lateral continuity and distribution of the facies, location of wells relative to each other and surface of one of the horizons are also presented.

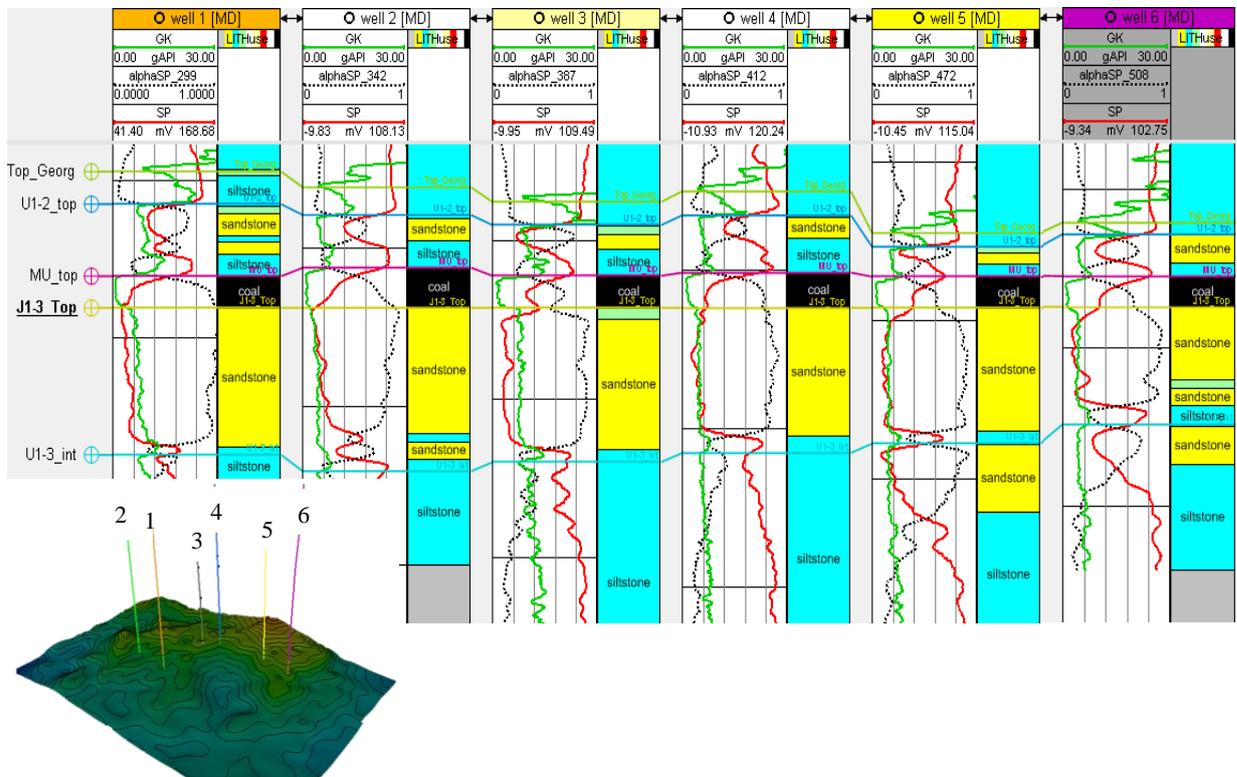


Figure 2.5 – Well correlation and relative location relative each other

Briefly to sum up on facies and sedimentology:

- Deposits were formed in shallow marine depositional environment in barrier island and lagoon conditions, all potential reservoirs are of sufficient thickness to be identified during logging;
- Deposits have significant textural and structural similarities both in vertical and lateral directions, vertical heterogeneity is moderate as siltstone interbedding and mudstone lamination within reservoirs takes place;
- Pyrite minerals are present in all of the considered facies representing reservoir intervals, moreover, pyrite concretions and siderite takes place for lower shoreface facies;
- Differences are in small local depth fluctuations, sediment thicknesses with a general trend of their increase towards the west.

Приложение Б

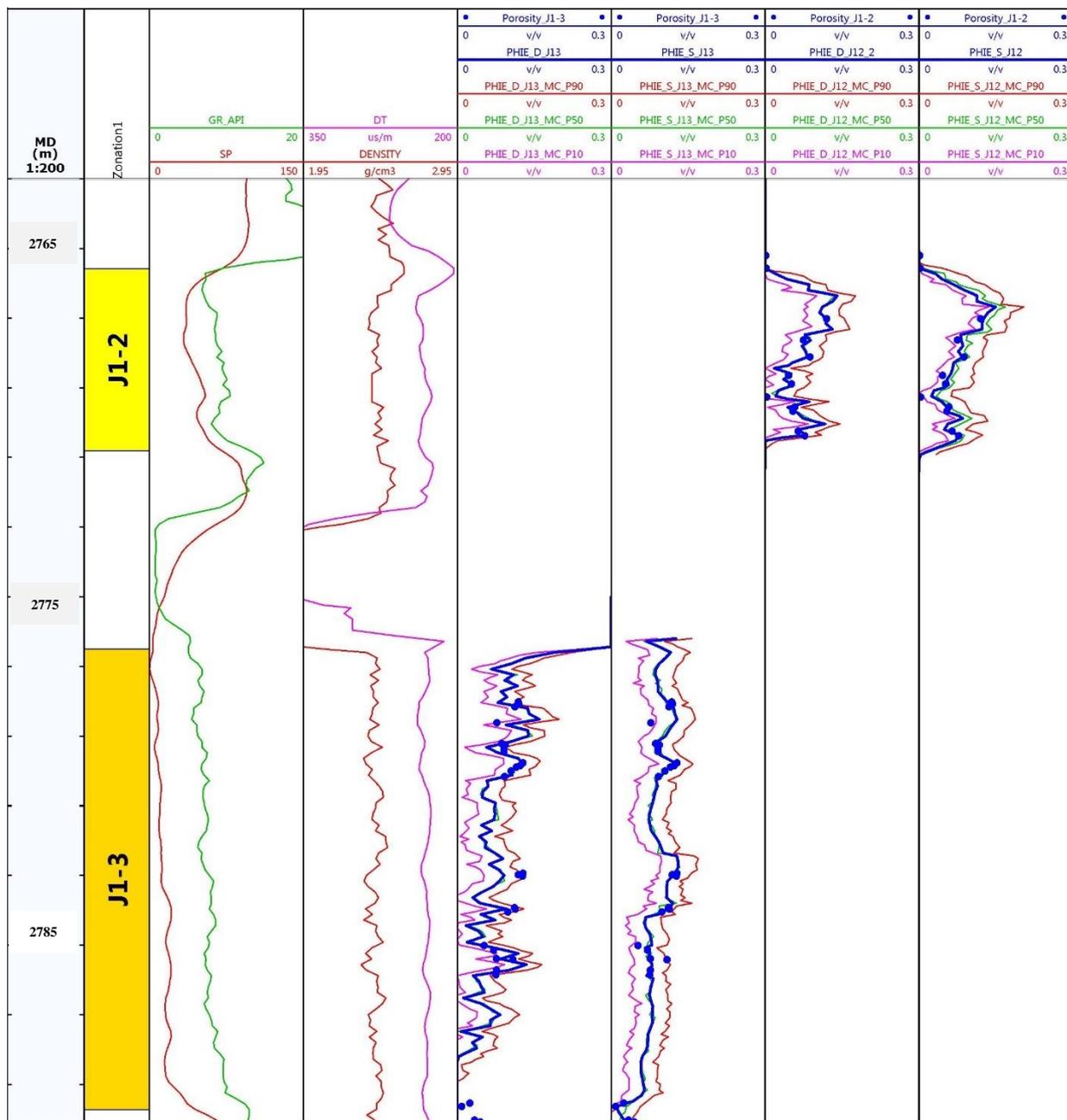


Рисунок Б1 – Сводный планшет каротажных кривых и кривых пористости для скважины 1

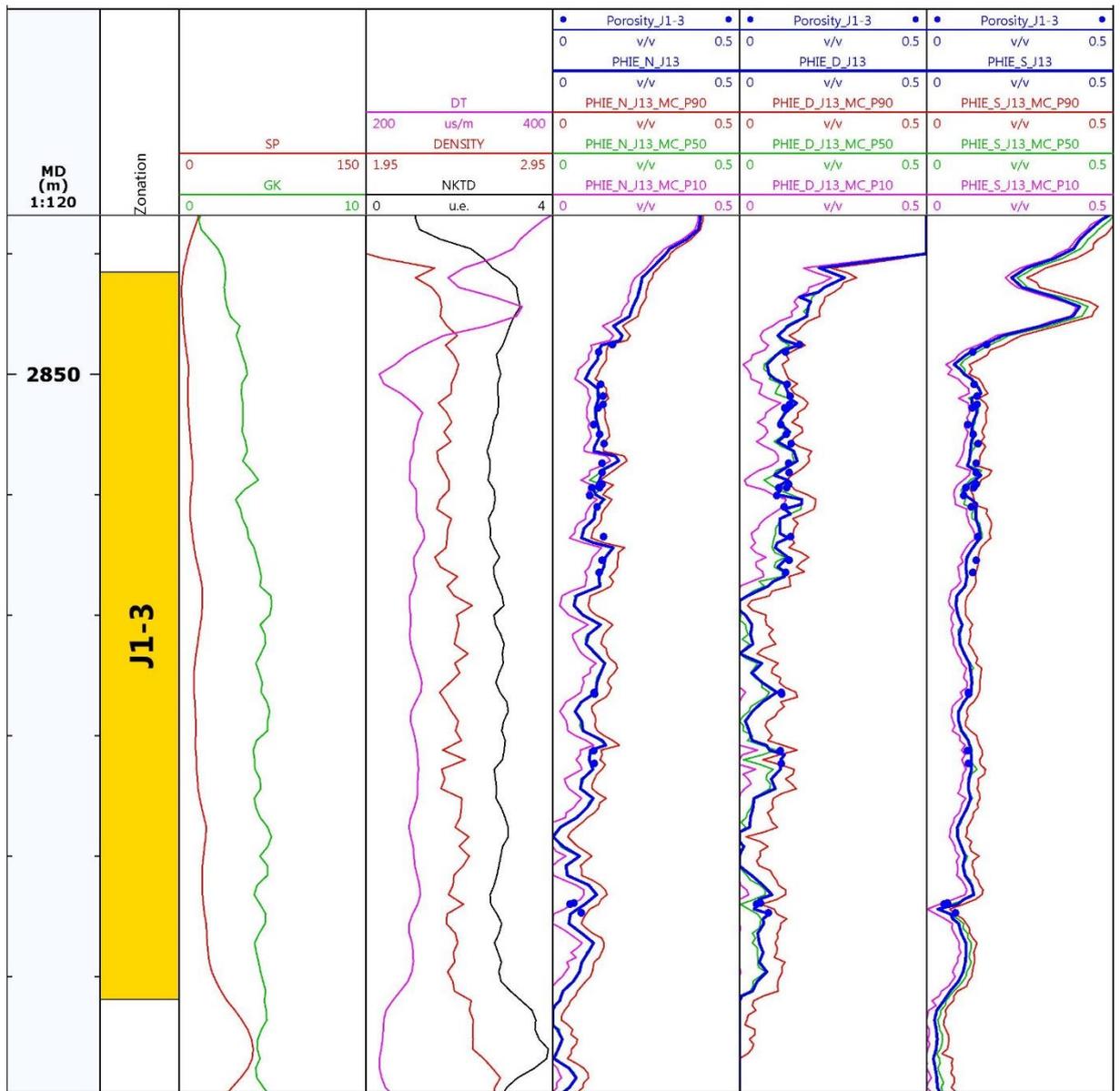


Рисунок Б2 – Сводный планшет каротажных кривых и кривых пористости для скважины 2

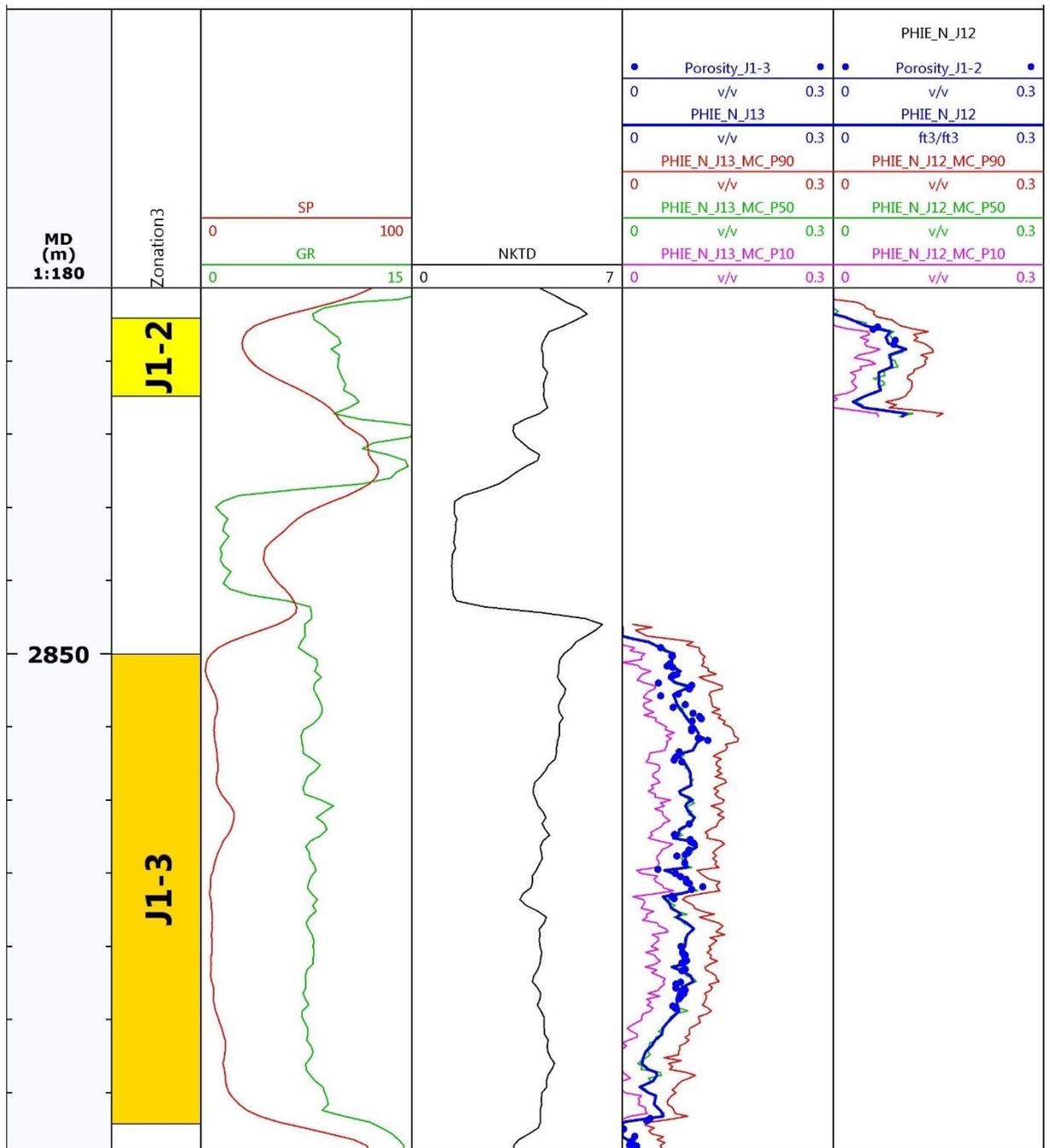


Рисунок Б3 – Сводный планшет каротажных кривых и кривых пористости для скважины 3

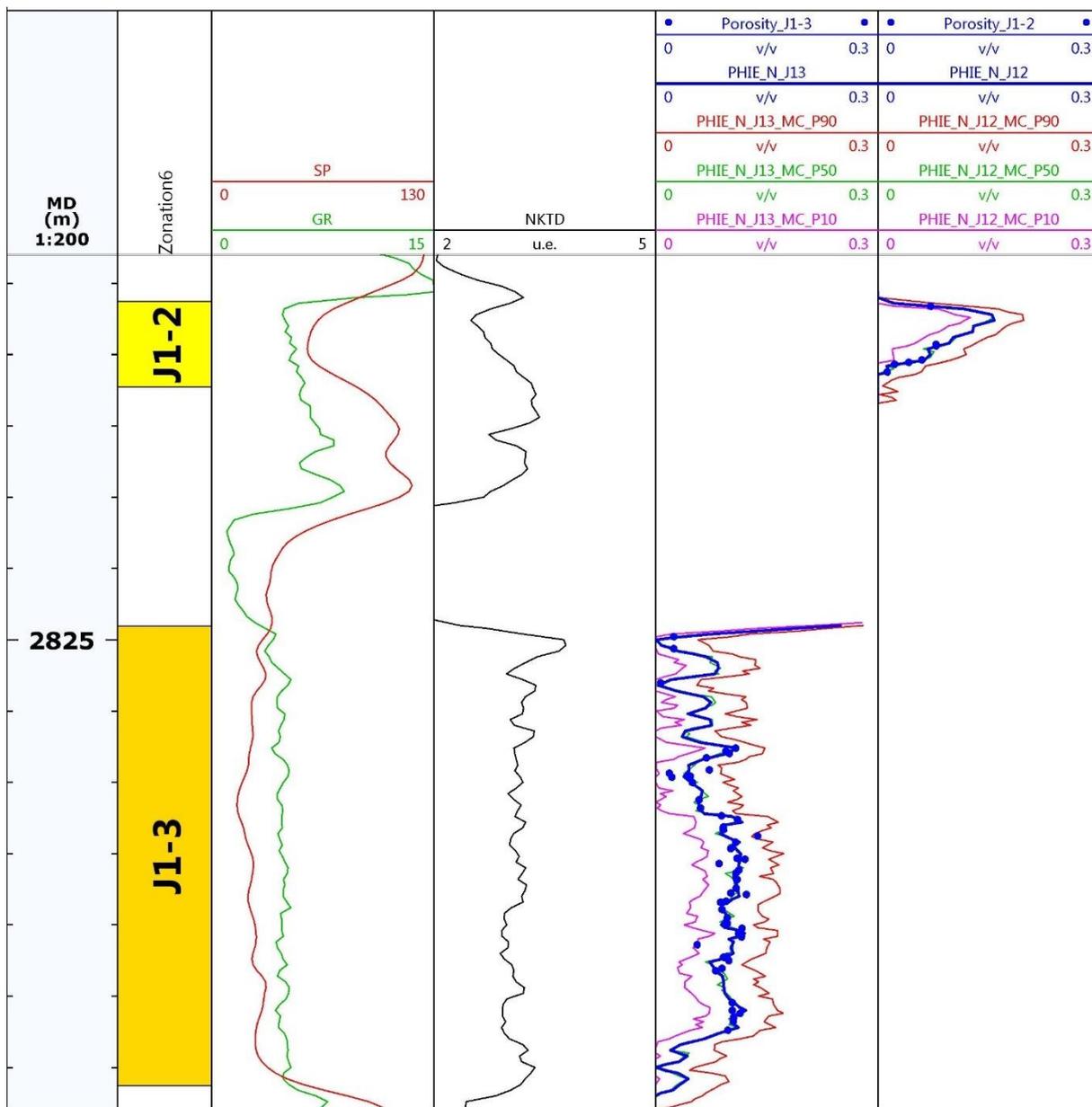


Рисунок Б4 – Сводный планшет каротажных кривых и кривых пористости для скважины 4

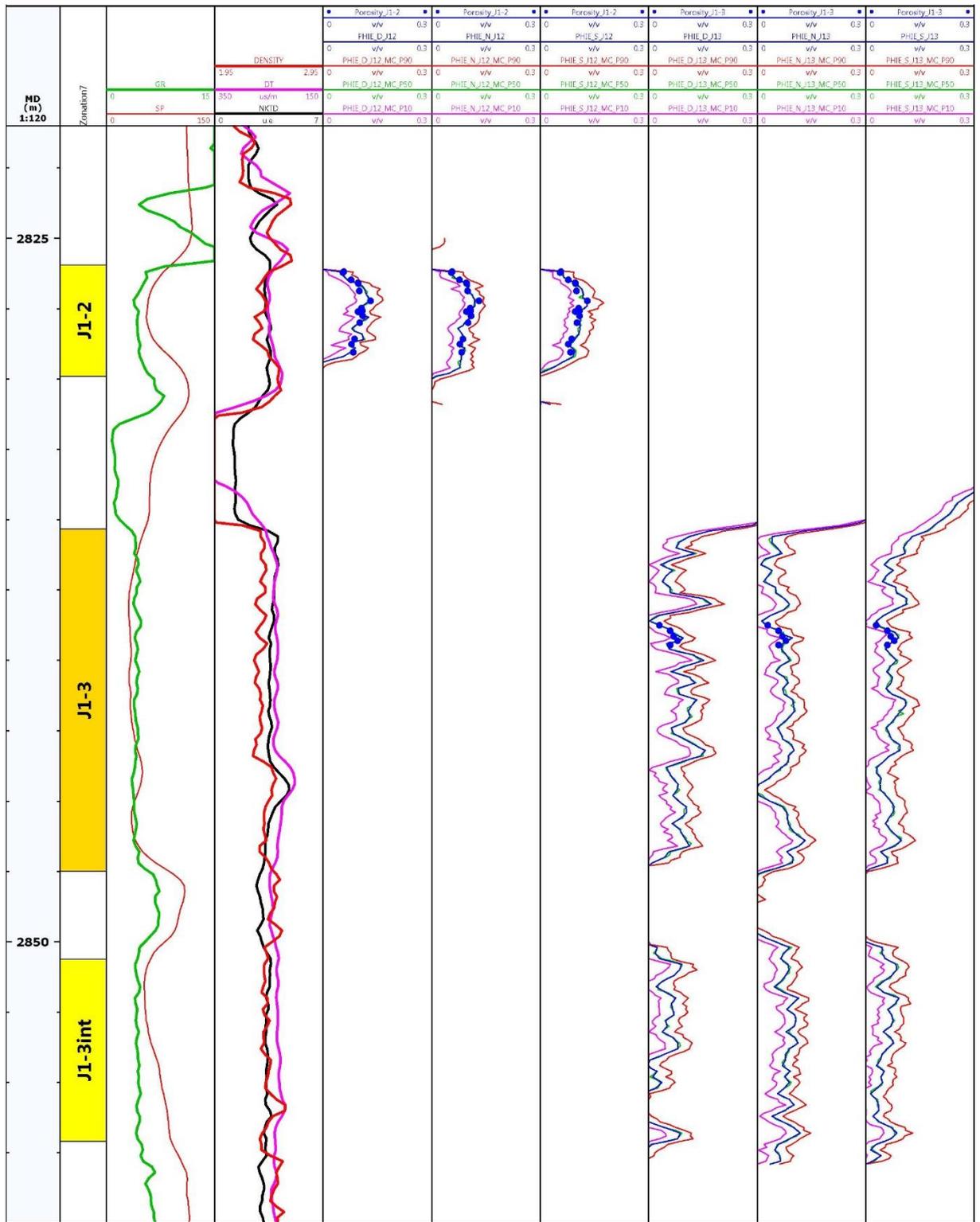


Рисунок Бб – Сводный планшет каротажных кривых и кривых пористости для скважины 6

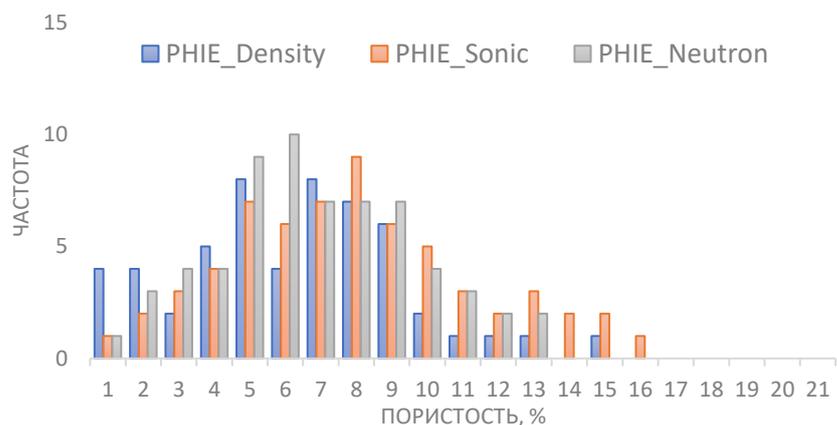


Рисунок Б7 – Распределение значений пористости P10 для скважин 2 и 6, Ю₁²

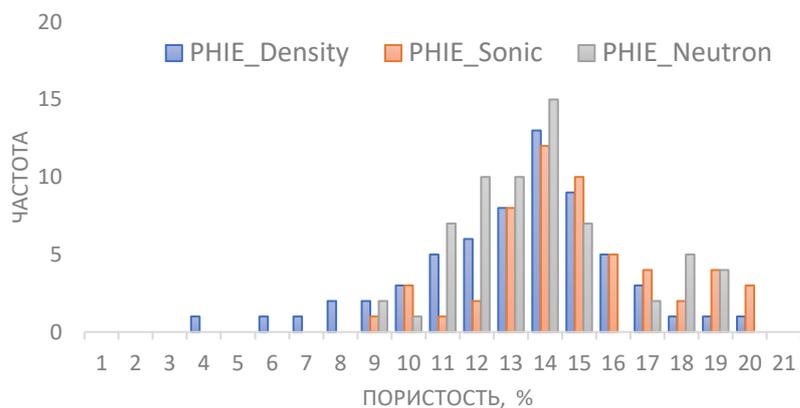


Рисунок Б8 – Распределение значений пористости P50 для скважин 2 и 6, Ю₁²

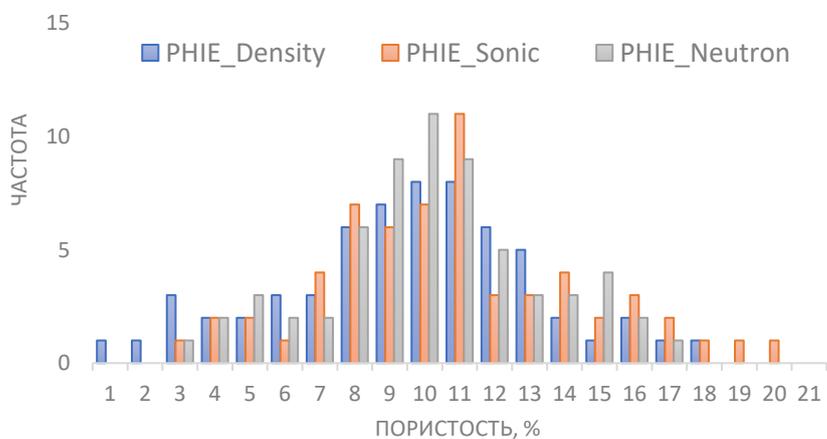


Рисунок Б9 – Распределение значений пористости P90 для скважин 2 и 6, Ю₁²

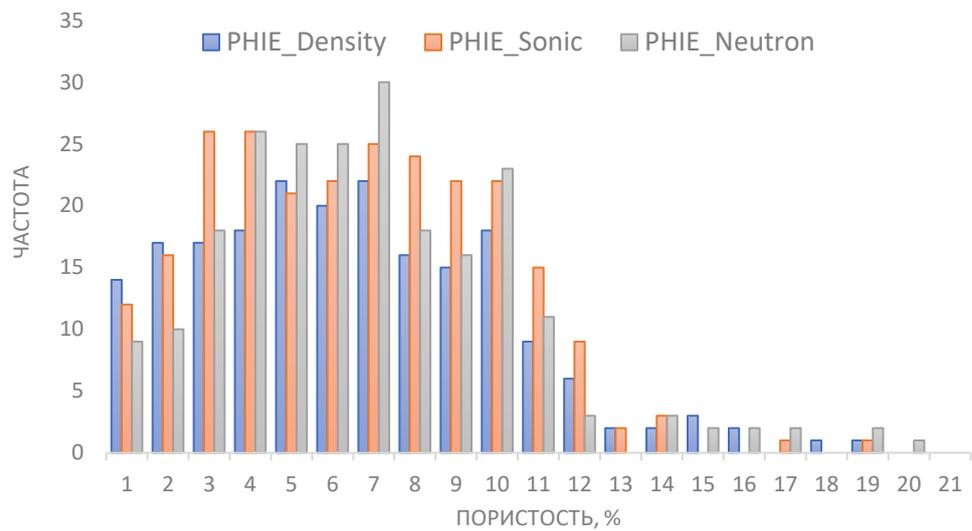


Рисунок Б10 – Распределение значений пористости P10 для скважин 2 и 6, Ю₁³

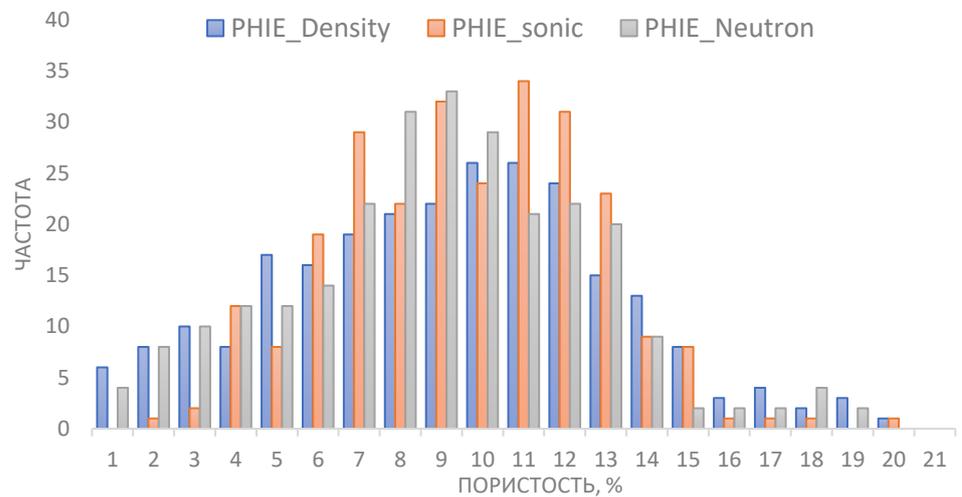


Рисунок Б11 – Распределение значений пористости P50 для скважин 2 и 6, Ю₁³

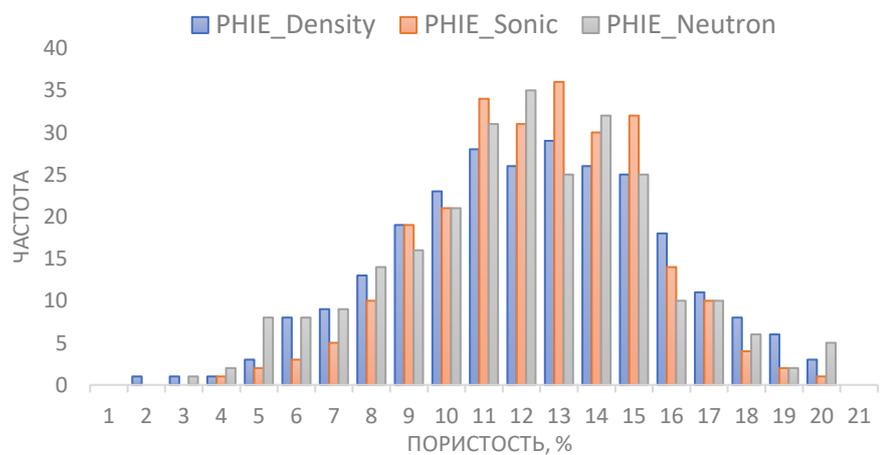


Рисунок Б12 – Распределение значений пористости P90 для скважин 2 и 6, Ю₁³

Таблица Б1 – Задачи, для решения которых используются некоторые методы ГИС и факторы, влияющие на измерения

Критерий \ Метод		Каротаж самопроизвольной поляризации, мВ	Гамма-каротаж, API	Нейтронный каротаж, водородный индекс	Плотностной каротаж, г/см ³ (иногда измеряется фотоэлектрический индекс)	Акустический каротаж, время пробега, мс/м
Качественное	Коллектор / неколлектор Литология	+	+	+-	+-	+-
	Тип насыщающего флюида	-	-	Только газ	+-	Только газ
Количественное определение	Пористость	-	-	+	+	+
	Глинистость	+	+	+-	-	-
	Минералогический состав как показатель литологии, (+) – в комплексе с другими методами	-	- (только спектрометрия)	+	+	+
Хар-ка фации, обстановки	Изменения зернистости	+	+	-	-	-
	Выделение границ пластов (мощность)	+-	+	+-	+-	+-
Вертикальное разрешение, см		Зависит от R _t и солености	≈10-45	25-60	25-50, может быть достигнуто 10	60
Глубинность исследования, см		Не определена	≈15-20	15-30 см	меньше 15, обычно 5	Порядка 30-90

Продолжение таблицы Б1

Измерения подвержены влиянию (* возможна поправка)	Добавки к буровому раствору (барит, KCl)	+	+*	+*	+*	+
	Аэрированный бур. раствор или наличие газа	+	-	-	+*	+
	Непроводящий бур. раствор	+	-	-	-	-
	Проводящие минералы	+	-	-	+	-
	Неровность стенок	-	+*	+*	+*	+/-
	Диаметр скважины (каверны, вывалы)	+*	+*	+*	+*	+*
	Толщина глин. корки	-	-	+/-*	+*	-
	Углеводороды в промытой зоне	+	-	+*	+*	+/-
	Мощность пласта	+*	+	+*	+	+
	Неравномерный профиль прикновения фильтрата	+	-	+*	+*	+/-
Зонд должен быть центрирован	-	+/-	+/-	-	-	
Зонд должен быть прижат к стенке	-	-	+/-	+	-	

Таблица Б2 – Временные показатели проведения научного исследования

Этап работы	Трудоёмкость работ						Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях (T_{pi})		Длительность работ в календарных днях (T_{ki})	
	t_{min} чел/дн		t_{max} чел/дн		$t_{ож}$ чел/дн			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2					
Составление и утверждение ТЗ	2	-	7	-	4	-	1	4	-	5,90	-
Подбор и изучение научного материала по теме	-	4	-	10	-	6,4	1	-	6,4	-	9,45
Выбор направления исследования	3	3	5	5	3,8	3,8	2	1,9	1,9	2,80	
Календарное планирование работ по теме	-	1	-	2	-	1,4	1	-	1,4	-	2,07
Анализ существующих методов ГИС определения подсчётных параметров пласта	-	5	-	6	-	5,4	1	-	5,4	-	7,97

Продолжение таблицы Б2

Выделение характерных особенностей верхнеюрских отложений	-	4	-	6	-	4,8	1	-	4,8	-	7,08
Определение подсчётных параметров разными методами ГИС, анализ неопределённости, сравнение результатов	-	3	-	4	-	3,4	1	-	3,4	-	5,02
Оценка качества полученных результатов	1	1	3	3	1,8	1,8	2	0,9	0,9	1,33	
Определение целесообразности проведения исследования	1	1	2	2	1,4	1,4	2	0,7	0,7	1,03	
Оформление пояснительной записки	-	5	-	7	-	5,8	1	-	5,8	-	8,56
Разработка презентации	-	2	-	3	-	2,4	1	-	2,4	-	3,54
Итого, дней										54,75	

Таблица Б3 – Основные опасные и вредные факторы при работе с ПК [28]

Опасный или вредный производственный фактор	Источник опасного или вредного производственного фактора	Воздействие фактора на организм	Предлагаемые средства защиты
Загрязнение воздуха вредными веществами, пылью, микроорганизмами	Продукты выделения пластических масс, из которых изготовлены детали ПК	Негативное воздействие на дыхательную и сердечно-сосудистую систему	Обеспылевание и увлажнение воздуха
Возникновение на экране монитора статистических зарядов	Экран монитора	Помутнение хрусталика, низковольтные разряды способны прерывать клеточное деление	Упражнения для глаз
Повешенный уровень статистического электричества			
Опасность поражения электрическим током	Переменный ток промышленной частоты 50 Гц напряжением 220 В; токи высокой частоты напряжением до 12000 В	Поражение кожных покровов и внутренних органов	Следовать требованиям безопасности перед началом работы и вовремя работы

Продолжение таблицы Б3

Повышенный уровень ЭМ излучений	Экран монитора	Отрицательное влияние на способность лимфоцитов убивать опухолевые клетки, т.о. снижается общий иммунный статус организма.	Регулярный приём поливитаминов
Повышенный уровень ионизирующих излучений	Постоянная переадаптация органов зрения в условиях наличия в поле зрения объекта различения и фона различной яркости	Нарушение функционального состояния зрительного анализатора и центральной нервной системы: снижение остроты зрения, аккомодации	Соответствующая ориентация оконных проёмов и рабочих мест: рекомендуется комбинированная система освещения с использованием люминесцентных ламп.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Постоянная переадаптация органов зрения в условиях наличия в поле зрения объекта различения и фона различной яркости	Нарушение функционального состояния зрительного анализатора и центральной нервной системы: снижение остроты зрения, аккомодации Стойкие нервно-психические нарушения в виде повышенной раздражительности, ощущение беспокойства и депрессивное состояние	Соответствующая ориентация оконных проёмов и рабочих мест: рекомендуется комбинированная система освещения с использованием люминесцентных ламп. Перерывы на суставную разминку перед работой, в паузах и после работы
Повышенная пульсация светового потока			
Нагрузка на органы зрения			

Продолжение таблицы Б3

<p>Длительное пребывание в одном и том же положении</p>	<p>Рабочее место исследователя</p>	<p>Постоянная перегрузка суставов и кистей, что приводит к повреждению суставного связочного аппарата, гиподинамия</p>	<p>Перерывы на суставную разминку перед работой, в паузах и после работы</p>
<p>Монотонность труда</p>		<p>Стойкие нервно-психические нарушения в виде повышенной раздражительности, ощущение беспокойства и депрессивное состояние</p>	