

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

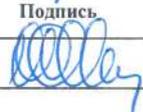
Тема работы
Прогнозирование фациальных комплексов на основе интерпретации данных ГИС для оценки качества коллектора (на примере Киев-Ёганского нефтяного месторождения)

УДК 552.578.2.061.4:528:004(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович		11.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

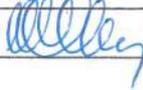
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, ОНД	Рукавишников В.С.	PhD		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

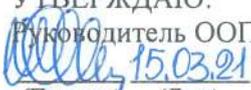
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		11.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		11.06.2021

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович

Тема работы:

Прогнозирование фациальных комплексов на основе интерпретации данных ГИС для оценки качества коллектора (на примере Киев-Ёганского нефтяного месторождения)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	02.03.2021 г. № 61-6/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные каротажей ГИС по 10 скважинам Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Использование каротажных данных в целях предсказания фаций 2 Геологическая характеристика участка 3 Рассмотрение основ методов ГИС. Проведение электрофациального анализа и расчет вспомогательных параметров для автоматизации процесса интерпретации. 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность <p>Заключение</p>
<p>Перечень графических материалов</p>	<p>Рисунок 1.1 – Пять основных форм кривых гамма-каротажа (Cant, 1992)</p> <p>Рисунок 1.2 – Данные спектрального гамма-каротажа, показывающие распределение отдельных радиоактивных изотопов по разрезу</p> <p>Рисунок 2.1 – Схема расположения лицензионных участков на территории Томской области</p> <p>Рисунок 2.2 – Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под редакцией Суркова В.С., 1981)</p> <p>Рисунок 2.3 – Условные обозначения к Рисунку 2.2</p> <p>Рисунок 2.4 – 2.7, 2.9, 2.11, 2.13, 2.16 – Теоретические модели электрофаций</p> <p>Рисунок 2.8, 2.10, 2.12, 2.14, 2.15, 2.17 – Фотографии керн, характеризующего типовые литофации</p> <p>Рисунок 3.1 – Схема возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов на границе двух сред</p> <p>Рисунок 3.2 – Зависимость $\alpha_{ПС}$ от размера зерна (Муромцев, 1984)</p> <p>Рисунок 3.3 – Морфология аномалий кривых ПС (Муромцев, 1984)</p> <p>Рисунок 3.4 – Поведение кривых ПС и ГК в интервалах с различной литологией (O. Serra, 1986)</p> <p>Рисунок 3.5 – Фациальная схема пласта Ю₁² участка Киев-Ёганского месторождения</p> <p>Рисунок 3.6-3.13 – Примеры электрофаций на</p>

Киев-Ёганском месторождении

Рисунок 3.14 - Параметры G, S, P, Kp, R, E для фаций русловой отмели и дельтового распределительного канала, рассчитанные для кривой ГК

Рисунок 3.15 – Параметры G, S, P, Kp, R для фаций русловой отмели (блоковая форма) и поймы реки меандрирующего типа, рассчитанные для кривой ГК

Рисунок 3.16 – Результаты кластеризации параметров, рассчитанных для методов ГК (а) и ПС (б)

Рисунок 3.17 – Применение метода локтя для оценки количества кластеров по методу ГК (а) и ПС (б)

Рисунок 3.18 – Результаты кластеризации, выполненные с помощью алгоритма DBSCAN для ГК (а) и ПС (б)

Рисунок 3.19 – Графики накопленного распределения вероятностей для параметров G (а) и P (б), рассчитанным по данным ГК

Рисунок 5.1– Карта световых климатических зон Российской Федерации

Рисунок 5.2– Размеры стандартного модуля в разрезе (ГОСТ Р 54943-2012 Здания и сооружения)

Рисунок 5.3 – Схема стандартного расположения светильников в помещении (ГОСТ Р 54943-2012 «Здания и сооружения»)

Figure 1 – Characteristic log motifs defined by D.J. Cant (1992). Figure is taken from C.G. Kendall, 2003.

Figure 2 – NGS curves used by A.V. Martinius et al (2002)

Таблица 1.1. Связь значений альфа ПС и гидродинамических уровней среды

Таблица 3.1 – Значения параметров, рассчитанных по данным кривых ПС и ГК

Таблица 4.1 – Форма СМ1. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Таблица 4.2 – Расчет сметной стоимости создания научно-технической продукции

Таблица 4.3 – Расчет затрат на оплату труда

	<p>работников, непосредственно занятых созданием научно-исследовательской продукции</p> <p>Таблица 4.4 – 4.7 Расчет затрат на выполнение НТИ</p> <p>Таблица 5.1 – 5.3 – Предельно допустимые нормы</p> <p>Table 1. The correlation of alpha SP values and hydrodynamic levels of environment</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Белозеров Владимир Борисович, профессор, д.г.-м.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников Валерий Сергеевич, доцент, PhD
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Использование каротажных данных в целях предсказания фаций / Using well logs for the purpose of facies prediction	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

15.03.2021

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович		15.03.2021

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация

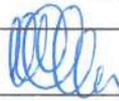
КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2021	Поиск и анализ литературных источников с целью выявления проблемы электрофациального анализа	15
05.04.2021	Using well logs for the purpose of facies prediction	10
17.04.2021	Геологическое описание района исследования	15
05.05.2021	Интерпретация геофизических данных, определение обстановок осадконакопление и фациальный анализ.	20
22.05.2021	Отбор наиболее качественных образцов каротажного сигнала, расчет по ним математических параметров	20
27.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
31.05.2021	Социальная ответственность	10

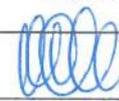
СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Суммарные инвестиции, необходимые для проведения научно-исследовательского проекта (НТИ) составила 7 301 900 руб..
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-Районный коэффициент – 1,3;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим. НДС – 20% ЕНС – 26%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка возможности создания продукта
2. Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Оценка необходимого количества материальных ресурсов и начальный объём инвестиций для проведения НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Произведен расчет прибыли от внедрения алгоритма, основанного на предложенных в данной работе результатах

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

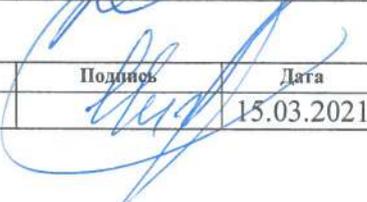
1. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ
2. Расчет сметной стоимости создания научно-технической продукции
3. Расчет затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием научно-исследовательской продукции
4. Расчет стоимости материалов
5. Расчет затрат на амортизацию основных средств
6. Перечень подрядных работ
7. Расчет арендной платы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович		15.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2ТМ91	ФИО Чигаров Данил Ярославович
-----------------	----------------------------------

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объект исследования: Алгоритм автоматизации процесса электрофациального анализа, основанный на предложенных в настоящей работе параметрах</p> <p>Область применения: нефтегазовые компании</p> <p>Рабочее место: Стол и персональный компьютер</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12 0 003 74. «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», 1974 ГОСТ 12.1.003-83. «Шум. Общие требования безопасности», 1984 ГОСТ 12.1.006-84. «Электромагнитные поля радиочастот», 1986 ГОСТ 12.1.004-91. «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность», 1992 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)», 1996 СНиП 23-05-95. «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и</p>

	<p>искусственное освещение», 1996 СНиП 21-01-97. «Пожарная безопасность зданий и сооружений», 1998 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы», 2003 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности, 123-ФЗ, 2008 ГОСТ Р 54943-2012. «Здания и сооружения. Метод определения показателя дискомфорта при искусственном освещении помещений», 2012</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы: - недостаточная освещенность рабочей зоны; - чрезмерный уровень шума в помещении; - воздействие электромагнитного излучения на организм человека Опасные факторы: - ходе выполнения работы возможно короткое замыкание и возникновение пожара.</p>
<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>В период проведения исследования не предусмотрено наличие источников загрязнения окружающей среды</p>
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможные ЧС: возникновение пожара. Защита: углекислотный огнетушитель.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г(ред. от 10.07 2012 г.)</p>

<ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>«Технический регламент о требованиях к пожарной безопасности» ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>
--	---

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович		15.03.2021

**Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработать командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
Работа с информацией	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической

		технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235);</i> <i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656)</i> <i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>Профессиональный стандарт</i>	ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов	И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>«Специалист-петрофизик», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411).</p> <p>ОТФ. Код С. Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</p>	<p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>	<p>И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>
	<p>3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411)</p> <p><i>ТФ. Код С/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств кернового материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной</p>	<p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p>ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p>И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696) <i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ <i>ТФ. Код. D/01/7.</i> Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации		
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ОТФ. Код D.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья <i>ОТФ. Код E.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге	И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли		ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<p>19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»</p> <p>40. Сквозные виды профессиональных стандартов</p>	<p>Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i></p>	<p>ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования</p>	<p>И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга</p> <p>И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования</p>
		<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656)</i> <i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>ТФ. Код В/02.7. Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</i></p>	<p>ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</p>	<p>И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования</p>	<p>И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования</p>
		<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i> <i>ОТФ. Код D.</i> Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных <i>ТФ. Код D/01.7.</i> Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>	<p>ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>	<p>И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p> <p>И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 124 страницы, 41 рисунок, 12 таблиц, 74 источника и 1 приложение.

Ключевые слова: ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, ФАЦИЯ, ЭЛЕКТРОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ, КЛАСТЕРИЗАЦИЯ, ВЕРХНЕЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Объект исследования – верхнеюрские отложения горизонта Ю-I, развитые в пределах Киев-Ёганской структуры (Усть-Тымская впадина, Томская область) на предмет выделения по каротажным данным комплекса фаций.

Целью работы является применение электрометрических моделей, разработанных для методов гамма-каротажа и каротажа самопроизвольной поляризации, а также математического подхода, для фациального прогнозирования в скважинах с отсутствующими керновыми данными.

Результатом исследования является расчет ряда параметров, математически описывающих форму каротажного сигнала и позволяющих автоматизировать процесс электрофациального анализа. В частности, они могут быть реализованы в алгоритмах машинного обучения с учителем.

Помимо этого, был произведен лито- и электрофациальный анализы верхнеюрских пластов горизонта ЮI, по результатам которых установлен преимущественно континентальный и прибрежно-морской генезис отложений.

Областью применения является сфера оптимизации процесса электрофациального анализа.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в отработке методики электрофациального анализа при генетической интерпретации геофизических каротажных данных на примере верхнеюрских отложений (горизонт Ю-I).

Предлагаемый в настоящей работе математический подход может быть использован при создании алгоритмов машинного обучения, направленных на автоматизацию процессов интерпретации геофизических данных, внедрение которых, в свою очередь, позволит сократить время интерпретации и тем самым снизить финансовые затраты на проведение научно-технических исследований.

В будущем, с привлечением большего количества данных, планируется создание такого алгоритма и оценка его работоспособности на примере терригенных коллекторов в целях автоматического выявления потенциальных ловушек нефти и газа.

Оглавление

Введение	22
Глава 1. Использование каротажных данных в целях	25
предсказания фаций	25
Глава 2. Общие сведения о Киев-Ёганском нефтяном месторождении	37
2.1. Административное положение	37
2.2. Геологическое строение района исследования	38
2.2.1. Тектоническое строение	38
2.2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	41
2.2.3. Геолого-геофизическая изученность	43
2.2.4. Нефтегазоносность	45
2.2.5 Литолого-фациальная характеристика.....	46
Глава 3. Прогнозирование фациальных комплексов с помощью данных ГИС...59	
3.1. Основы применения методов ГИС и интерпретации полученных данных59	
3.1.1. Каротаж самопроизвольной поляризации.....	59
3.1.2. Гамма-каротаж	63
3.2. Математическая интерпретация каротажных кривых.....	66
3.3. Полученные результаты и их интерпретация	69
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
4.1. Оценка эффективности создания продукта.....	83
4.2. Цели и заинтересованные стороны	83
4.3. Расчет затрат на проведение научно-технического исследования	83
Глава 5. Социальная ответственность.....	89
5.1. Нормы освещенности	89
5.2. Превышение уровней шума	98
5.3. Превышение уровня электромагнитных излучений	100
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101

Заключение.....	104
Список использованной литературы	106
Приложение А.....	114

Введение

Поиск и определение потенциальных ловушек нефти и газа уже на протяжении многих десятков лет включает в себе едва ли не высшую степень неопределенности в жизненном цикле месторождений. Решения, принятые на данном этапе, крайне важны и существенно влияют на дальнейший план разработки конкретного месторождения. Одним из таких решений является фациальный анализ, направленный на восстановление древних условий осадконакопления, в которых формировалась осадочная порода, что определяет в первую очередь геометрию песчаных тел, степень их протяженности и неоднородности свойств в пространстве.

Существует несколько определений осадочной фации, однако в данной работе будет рассматриваться предложенное А. Грессли в 1838 году и определяющее фацию, как объем горной породы в пределах слоя, горизонта или другой стратиграфической единицы, отличающийся по каким-либо признакам от смежных одновозрастных участков (Gressly, 1838).

Фациальный анализ включает в себя ряд приемов и методик, таких как лито-, биофациальный анализ, а также тщательный анализ общегеологических данных, таких как мощность, латеральная выдержанность, переходы по простиранию и т.д.

В свою очередь метод электрофациального анализа, рассмотренный в настоящей работе, предназначен для определения свойств осадочной горной породы на характер сигнала естественных физических полей, регистрируемого соответствующими приборами геофизического каротажа скважин (ГИС).

Многолетние исследования на протяжении прошлого и настоящего столетий позволили установить и подтвердить связь между размером и сортировкой зерна и формой каротажного сигнала, а также разработать ряд

методик, направленных на более уверенное и обоснованное выделение той или иной электрофации.

Актуальность темы определена широким использованием методики электрофациального анализа для определения генезиса и морфологии тел-коллекторов в терригенных разрезах. Это, в частности, обусловлено тем, что другие источники данных, например, керновый материал, позволяющий с большей долей достоверности восстанавливать древние условия седиментации, зачастую оказываются недоступны либо доступны в ограниченном количестве.

Целью настоящей работы являлось применение электрометрических моделей, разработанных для методов гамма-каротажа (ГК) и каротажа самопроизвольной поляризации (ПС), а также математического подхода, для оптимизации фациального прогнозирования в скважинах с отсутствующими керновыми данными.

Задачи исследования включали в себя:

- анализ зарубежной и отечественной литературы, описывающей проблему фациального прогнозирования;
- применение разработанных методик на примере терригенных отложений Киев-Ёганского нефтяного месторождения; выделение электрофаций и расчет для каждой из них математических характеристик;
- проведение процедуры кластерного анализа по рассчитанным параметрам, выводы по полученным результатам;

Степень разработанности методики электрофациального прогнозирования как независимого инструмента на сегодняшний день находится в стадии развития, поскольку анализ каротажных данных, даже будучи выполненным в комплексе, несет в себе большую долю неопределенности при интерпретации. Степень изученности данной проблемы более подробно освещена в Главе 1.

Схожие по составу и генезису осадочные породы, как было установлено некоторыми авторами, могут давать схожий по форме кривой сигнал, который,

тем не менее, может иметь свои специфичные особенности от региона к региону, что говорит о важности проведения подобных исследований на различных месторождениях (Rider, 1990; Cant, 1992; Chow, 2010).

Таким образом, теоретическая, равно как и практическая, значимость работы заключается в применении методик интерпретации геофизических каротажных данных для отложений Киев-Ёганского месторождения, где подобные исследования ранее не проводились.

Выпускная квалификационная работа прошла апробацию на XXV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», проходившего с 5 по 9 апреля 2021 года.

Глава 1. Использование каротажных данных в целях предсказания фаций

Первые попытки соотнести фации и соответствующий им электрический сигнал определенной формы были предприняты в середине прошлого столетия. Так, Р.Г. Нанц применил кривые каротажа ПС для изучения особенностей отложений палеодельтовой системы, обращая внимание на изменение формы каротажной кривой в зависимости от состава пород (Nanz, 1954).

В 1959 году Д.А. Буш публикует результаты изучения погребенной дельты и ее проток, которые были детально им картированы при помощи электрокаротажа (Bush, 1959). В 1966 году Дж.К. Хармс, занимавшийся изучением стратиграфических ловушек в Западной Небраске, США, привел каротажные кривые ПС, соответствующие песчаным телам морского мелководья и речной системы (Harms, 1966).

Начиная с конца 50-х годов XX столетия применение данных ГИС в процессе поиска литолого-стратиграфических ловушек в терригенных разрезах начало набирать популярность. При этом седиментационные модели, в которых производилось качественное описание пластов по форме каротажных диаграмм, получили название генетических каротажных моделей фаций. Данный подход подразумевал, что физические свойства пород, отображенные в виде каротажных диаграмм, напрямую зависят от размера слагающих породу зерен, который, в свою очередь, зависит от обстановки осадконакопления (Шилов, Джафаров, 2001).

Данная закономерность была выявлена Г. Вишером (Visher, 1963) в работе «Grain size distributions and depositional processes», где он при помощи метода гранулометрического анализа изучал распределение минеральных зерен для песчаников разных генезисов и подтвердил тот факт, что разным фациям может быть присущ одинаковый гранулометрический состав. Хотя в своей работе он и не коснулся вопроса применения кривых ГИС для фациального анализа, она,

тем не менее, послужила петрофизической основой для дальнейшего развития генетических каротажных моделей.

В 1969 году Г. Вишер продемонстрировал как отличаются морские и континентальные пески на диаграммах ПС (Visher, 1969).

Достаточно большой вклад в развитие данного направления внесли исследователи Хармс, Кеннон, Поттер, установившие ряд критериев для распознавания морских и континентальных отложений по кривой ПС (Harms, 1966; Kennon, 1967; Potter, 1967).

В 1970 году С.Дж. Пирсон проводит анализ форм каротажных кривых ряда методов, таких как ПС, КС (потенциал-зонд), индукционный каротаж, для отложений баров, дельты и турбидитовых конусов. В своей работе он дает количественную характеристику интенсивности регрессивно-трансгрессивных циклов и предлагает классификацию типов контактов для песчаников и глин по форме кривых ПС. При этом он интерпретирует кривизну диаграммы как показатель скорости процессов трансгрессии и регрессии (Pirson, 1970).

В 1974 году Р.Е. Кинг выпускает книгу, в которой авторы приводят достижения прошлых лет в определении стратиграфо-литологических ловушек наряду с основными каротажными моделями фаций Сайта, Вишера, Шелтона, Поттера и др. Впервые приведено разделение кривых ПС в терригенных разрезах на три основных типа: цилиндрические, треугольные и комбинированные, и методика площадной корреляции базируясь на форме диаграмм ГИС. Также изучено влияние пористости, распределения зерен и глинистых включений на характер кривых каротажей сопротивления и ПС (King, 1974).

Конибир обобщил материалы по геоморфологии песчаных тел и их электрометрическим характеристикам, собранные за предыдущие годы исследования (Conybeare C.G., 1976). В своей работе он достаточно подробно

рассматривает механизмы формирования осадочных фаций и анализирует присущую каждой из этих фаций форму сигнала ПС.

В СССР данное направление впервые получило свое развитие в 1958 году, когда Н.И. Чернышев провел исследование по применению электрокаротажа для построения палеогеографических схем карбонатных отложений верхней перми в Приуралье, используя тогда в основном кривые каротажа КС (Чернышев 1958).

В 1971 году Р.К. Петрова, В.С. Муромцев, Т.Г. Петров выпустили работу, в которой описали способ определения литологической изменчивости геологического разреза с помощью математической обработки кривых ГИС (Петрова, Муромцев, Петров, 1971).

Наряду с этим, в том же 1971 году Л.С. Чернова разрабатывает генетические модели нескольких прибрежно-морских и континентальных фаций, применяя при этом генетические СМ-диаграммы Р. Пассега и кумулятивные кривые. Для пяти из них (русловых, дельтовых равнин, переходно-дельтовых, пойменных, баров) приводятся характерные кривые ПС (Чернова, 1971).

В 1972-73 публикуется работа В.С. Муромцева и Р.К. Петровой с приведением методик использования кривых ПС с целью детальной корреляции фациально невыдержанных песчаных продуктивных тел Мангышлака, выявления характера их формирования и распределения (Муромцев, Петрова, 1973).

В 1974 году подобное исследование было проведено М.Ю. Эрвье для продуктивных песчаных горизонтов Нижневартовского свода. В своих рекомендациях он приводит зависимости относительных амплитуд ПС от некоторых лито-физических параметров осадочных горных пород (Эрвье, 1974).

Большой вклад в развитие данного направления внес В.С. Муромцев, поднявший проблему истощения залежей углеводородов (УВ) антиклинального

типа и предлагавший разработку методик данных электрокаротажа направленных на обнаружение не антиклинальных (стратиграфических) ловушек.

В своей работе «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» он видит основной целью генетических интерпретаций создание такой модели, которая бы сделала возможным проводить литолого-фациальные и палеогеографические реконструкции для целей картирования и прогнозирования ловушек литологического типа с помощью методов электрического каротажа. При этом развитие данной модели в будущем позволит работать с минимальным количеством кернового материала, применение которого было бы ограничено задачей коррекции зависимостей формы кривых каротажа спонтанной поляризации и реальной литологии, и лишь на начальных этапах исследований (Муромцев, 1984).

Разработку электрометрических и седиментологических моделей В.С. Муромцев начал на Мангышлаке не случайно, так как там, в районе Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, продуктивные юрские пласты вскрыты бурением и выходят на дневную поверхность в виде обнажений что, по словам автора, представило *«...редкую возможность для изучения во всех деталях морфологии, вещественного состава, структурных и текстурных особенностей, условий залегания, фациального изменения и пространственного размещения песчаных тел аллювиального, прибрежно-морского и дельтового (переходного) генезиса»*.

Разработанные методы были применены им на других, литологически и генетически схожих, месторождениях: нижнекаменноугольных отложениях Среднего Поволжья и нижнемеловых отложениях Западной Сибири. В первом районе были выделены русловые, дельтовые и прибрежно-морские осадки, во втором – картированы песчаные тела-коллекторы и зоны их выклинивания.

Электрофациальная модель по В.С. Муромцеву предполагает не только качественную характеристику фации по форме кривой, но и использование статистических методов для получения количественной оценки свойств терригенного разреза.

Так, автор применил корреляционный анализ для двенадцати параметров, среди которых: содержание глинистой и песчаной фракций, медианный и максимальный диаметры минеральных зерен, коэффициенты пористости и проницаемости, относительная амплитуда ПС и коэффициент сортировки. Он установил, что:

- гранулометрические параметры, связанные с гидродинамикой среды седиментации тесно коррелируются между собой;
- относительная амплитуда ПС коррелируется с долей песчаной фракции;
- медианный и максимальный диаметры зерен также имеют хорошую корреляцию.

Также на основании построенного им графика зависимости альфа ПС от диаметра зерен В.С. Муромцев выделил пять различных по своей гидродинамической активности зон, разграничив их по значениям, альфа ПС и приняв $\alpha_{ПС}=0.5$, как линию раздела песчаных и глинистых отложений. Выделенные им зоны представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1. Связь значений альфа ПС и гидродинамических уровней среды

Группа	Альфа ПС	Гидродинамический уровень среды	Осадочный материал
5	Меньше 0,4	Очень низкий	Пелитовая фракция
4	0,2 – 0,4	Низкий	Алевритистый/глинисто-алевритистый
3	0,4 – 0,6	Средний	Песчано-алеврито-глинистый

Продолжение Таблицы 1.1

2	0,6 – 0,8	Высокий	Мелкозернистый песок
1	0,8 – 1,0	Очень высокий	Крупно-, среднезернистый песок

Для возможности реализации математических расчетов автор предлагает аппроксимировать форму кривых ПС простыми геометрическими фигурами и их комбинациями, а также вводит понятие кровельной, подошвенной и боковой линий, ограничивающих данные геометрические фигуры и определяющих характер контактов и распределение зернистости осадка по разрезу.

Что касается использования кривых ГК, автор не считает их интерпретацию оправданной в виду значительных временных затрат и небольшой эффективности, и предлагает их использование лишь в случае необходимости уточнения строения геологического разреза.

Методика фациального расчленения по данным радиометрии (кривые ГК) редко рассматривается отдельно, и обычно рассматриваются совместно с электрофациальным анализом в силу схожести поведения кривой ГК и ПС. Тем не менее, в основе данного метода лежит совершенно другая физическая природа, что позволяет (или даже обязывает) выделять его в качестве обособленного инструмента для задач фациального анализа.

В 1977 году Дж.Р. Паркер предлагает использование генетических моделей гамма-каротажа для расчленения глубоководных турбидитовых конусов. В виду того, что как глубоководные, так и мелководные отложения могут характеризоваться одной формой кривой ГК автор отмечает, что подобный анализ без привлечения кернового материала следует делать с осторожностью (Parker, 1977).

М. Ридер и Д. Лаурье (1979) предлагают использовать все возможные методы ГИС, включая наклономер. Сопоставление этих данных друг с другом и с данными по керну способствовало бы созданию улучшенной генетической

модели, применимой на скважинах с отсутствующими керном или шламом (Rider, Lawrie, 1979).

Начиная с 1980г О. Serra выпустил ряд работ, в которых демонстрировал применение данных радиометрического анализа для выделения различных обстановок осадконакопления. Вместе с Л.С. Сьюлпайсом он впервые выделяет пять основных форм кривой ГК: колоколовидный, воронкообразный, коробковидный (гладкие и зубчатые) и яйцеобразный (Serra & Sulrice, 1980).

Автор следует путем, предложенным М. Ридером и Д. Лаурье, рассматривая электрофацию, как результат интерпретации не только ПС или ГК, а добавляя целый ряд дополняющих друг друга геофизических методов, таких как методы нейтронного, плотностного гамма-каротажа и др., что, по его словам, ведет к увеличению спектра характеристик породы и снижению неопределенности и ошибок при интерпретации.

Основываясь на утверждении, что порода может быть определена как электрофация (с помощью формы кривых) и литофация (с помощью установления минералогического состава). О. Серра предлагает использование продукта компании Schlumberger «LITHO», представляя при этом электрофацию как n-мерный гиперобъем, в котором число измерений n равно числу проведенных методов ГИС.

В частности, использование данных накломера обработанные с помощью программы «GEODIP» как часть инновационного на тот момент прибора «HDT», позволило ему восстановить картину палеотечений и направления транспортировки материала. Выделение литотипов на основании содержания в них определенных радиоактивных элементов, таких как торий, калий, уран, позволило привязывать их к конкретным условиям осадконакопления.

Так, процентное содержание калия в породе он связывал с химической ее зрелостью, отношение Th/K наряду с содержанием изотопов тория коррелировал с содержанием органического вещества.

Ч.С. Бристоу и К.Дж. Майерс представили работу, в которой установили взаимосвязь между осадочными фациями и особенностями поведения кривой ГК на верхнекаменноугольных обнажениях Йоркшира (Bristow, Myers, 1989).

В 1992 году Д.Дж. Кант в своей работе «Subsurface facies analysis» выделяет анализ кривой гамма-каротажа как отдельный вид интерпретации, объясняя это такими нюансами, как:

- диагенетическая глинистость, создающая дополнительный радиоактивный фон в породе-коллекторе;
- богатые калием глины (каолинит) обладают большей радиоактивностью, чем, например, монтмориллонит или хлорит;
- присутствие в песчаном материале коллектора слюд, полевых шпатов и прочих радиоактивных минералов, завышает его общую радиоактивность, поэтому разная литология может давать одинаковый отклик;
- радиоактивность глин растет по мере уплотнения;
- отклик прибора на присутствие глинистых минералов не линеен.

Поскольку примеси радиоактивных минералов в песчаных породах могут сильно искажать реальную картину, Кант предлагает калибровать приборы каротажа на заведомо известной литологии, дабы снизить величину ошибки, и устанавливать нижний и верхний предел радиоактивности, присущий конкретному разрезу. Также, в виду нелинейности отклика гамма-счетчика, он рекомендует проводить линию отсечения между глинами и песчаником на расстоянии 30% от линии глин.

Для целей литолого-фациального анализа автор выделяет пять характерных форм каротажных кривых ПС и ГК (Рисунок 1.1.):

- цилиндрическая (чистая порода);

- воронковидная (укрупнение зернистости от подошвы к кровле, резкий нижний контакт);
- колоколовидная (уменьшение зернистости от подошвы к кровле, резкий верхний контакт);
- симметричная (укрупнение, а затем уменьшение размера зерна, верхний и нижний контакты размыты);
- нерегулярная (смешение глинистого и песчаного материала, изрезанная форма кривой).

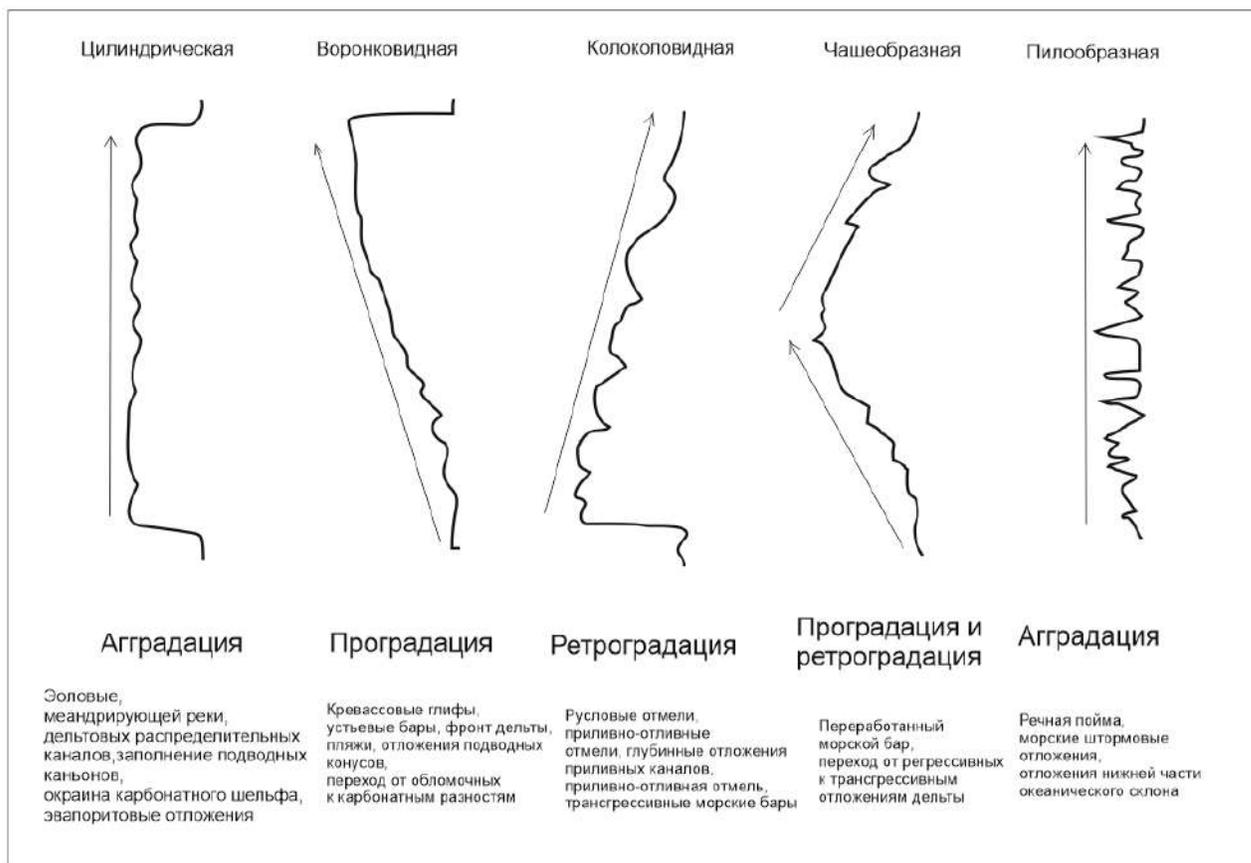


Рисунок 1.1 – Пять основных форм кривых гамма-каротажа (Cant, 1992)

В то же время он подчеркивает, что одна и та же форма кривой может быть результатом отклика различных фаций, в том числе накладывающихся друг на друга, и что конечный результат должен быть основан на анализе комплекса методов ГИС вместе с образцами керна или/и шлама (Cant, 1992).

Позднее Р.Ч. Селли предлагает подход, основанный на корреляции аномалий кривых ГК с присутствием в разрезе (керне) зерен глауконита, обломков раковин и слюды, влияющих на общий радиоактивный фон, что повышает качество интерпретации в сложнопостроенных терригенных разрезах (Selley, 1985; 1998).

Как уже упоминалось ранее, каждой характерной кривой ГК может соответствовать несколько различных обстановок осадконакопления, однако каждая из этих обстановок часто содержит присущие только ей маркеры (минералы), что может значительно сократить круг поисков.

Так, Дж. Чоу, в виду недостатка керновых данных, опираясь на подход, описанный Р. Селли и рядом других исследователей, восстанавливает обстановку осадконакопления в бассейне Эрчунгши (Erchungchi), Тайвань. Имея лишь каротажные диаграммы ГК и знание о том, что в разрезе присутствует карбонатный детрит, он методом последовательного исключения установил принадлежность осадков к системе дельты и ее подводных каналов, а также выделил четыре осадочных фации (Chow et al., 2005).

В последующие годы множество исследователей по всему миру успешно используют электрофациальный анализ для восстановления древних обстановок осадконакопления (Chicheng, 2013; Rotimi, 2013; Momta, 2016; Towfiqul, 2017).

Так, С. Гази, основываясь на описанных выше методиках, в частности взяв за основу предложенные Кантом характерные кривые ГК выделяет шесть электрофаций, соответствующих системе меандрирующей реки и ее стариц, на одном из месторождений Пакистана (S. Ghazi, 2010).

У. Эшраф проводит электрофациальный анализ терригенного разреза в комплексе с анализом атрибутов данных 3Д-сейсморазведки в бассейне Среднего Инда, Пакистан, где устанавливает пять различных фаций, относящихся к системе дельты речного типа (Ashraf et al, 2018).

Также в различные годы ряд исследователей проводит изучение отклика данных ГК на обнажения, где возможность определения той или иной фации, ввиду большего масштаба, более благоприятны, чем по образцам керна. Помимо этого, подобного рода исследования дают лучшее понимание принципов подземной геологической корреляции и служат вспомогательным инструментом для задач секвенс-стратиграфии (Van Wagoner et al., 1990; Ketzer et al., 2002) и геологического 3D-моделирования (Ballin et al., 1997; Dalrymple, 2001; Pringle et al., 2004). Так, А.В. Мартиниус (Allard W. Martinius et al., 2002), используя один из методов спектрального гамма-каротажа (NGS) изучает поведение кривой ГК и содержание радиоактивных изотопов на обнажении речных песчаников в одном из бассейнов Испании, где выделяет пять различных литофаций (Рисунок 1.2).

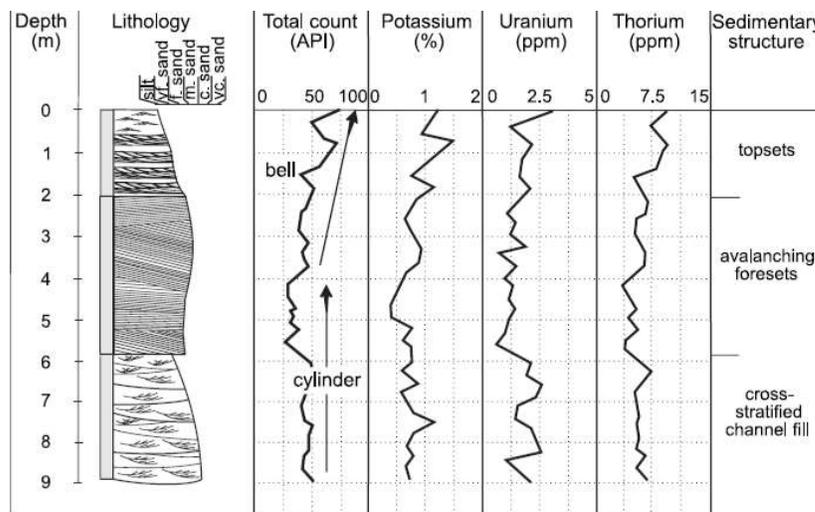


Рисунок 1.2 – Данные спектрального гамма-каротажа, показывающие распределение отдельных радиоактивных изотопов по разрезу (Martinius et al, 2002)

В своей работе для выделения литофаций наряду с вышеперечисленными методами он применяет кластерный анализ с использованием статистических характеристик измеренных параметров радиоактивности, что, по сути,

позволяет применять данные спектрометрического гамма-каротажа для выделения единиц потока и оценки неоднородности песчаного тела-коллектора.

Также автор обращает особое внимание, что экстраполяция результатов данного исследования в условия коллектора сопряжена со снижением адекватности/точности полученных данных, в связи, с чем рекомендует калибровать прибор ГК для каждой системы осадконакопления.

В 2013 году А.С. Нумаир проводит подобное исследование на одном из обнажений Брунея, представленного фациями приливно-отливной зоны шельфа, для каждой из которых описывает характерные особенности поведения кривой гамма-каротажа (Numair A.S. et al., 2013).

Глава 2. Общие сведения о Киев-Ёганском нефтяном месторождении

2.1. Административное положение

Киев-Ёганское нефтяное месторождение расположено на границе Каргасокского и Александровского районов Томской области, к северу от реки Обь (Рисунок 1.3). Расстояние до ближайших населенных пунктов: пос. Молодежный (ЮВ) – 54 км, пос. Киевский (ЮЮЗ) – 47 км, до административного центра г. Каргасок 120 км. В настоящий момент месторождение законсервировано компанией-оператором в связи с нерентабельностью разработки. На территории участка находится пункт сбора и подготовки нефти, а также собственный трубопровод длиной 120 км, соединяющий месторождение с пунктом сдачи продукции «Завьялово».

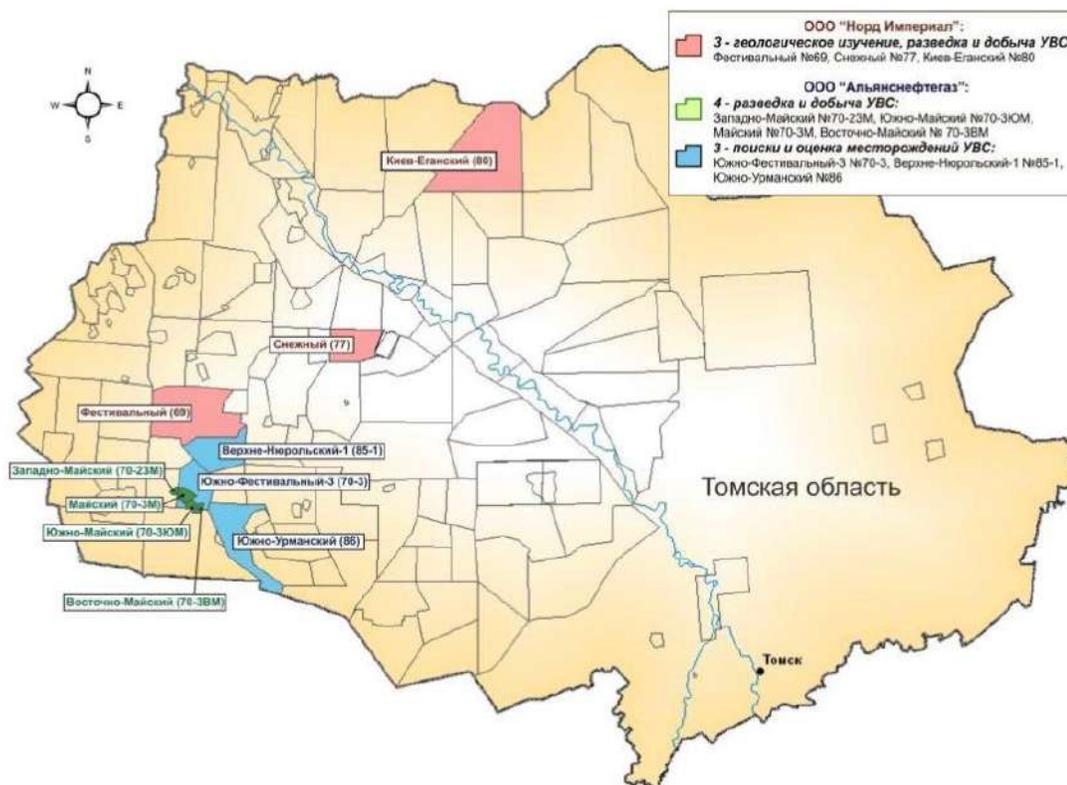


Рисунок 2.1 – Схема расположения лицензионных участков на территории Томской области (электронный ресурс <https://tomsk.bezformata.com/>)

2.2. Геологическое строение района исследования

2.2.1. Тектоническое строение

В тектоническом отношении лицензионный участок, в пределах которого находится Киев-Ёганское месторождение, расположен в центральной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП). Он располагается в зоне сочленения Пыль-Караминского мегаантиклинория и Усть-Тымской впадины, будучи приуроченным к одноименному локальному поднятию, осложняющему восточный склон впадины (Рисунок 2.2) (В.А. Конторович, 2001).

Усть-Тымская впадина в раннетриасовое время испытала континентальный рифтогенез, что послужило причиной развития в данном регионе интенсивной тектонической и магматической активности и формирования впоследствии эффузивно-терригенного комплекса отложений, распространенного на обширной площади (Сурков и др., 1981).

Район исследования относится к области развития салаирской складчатости, переработанной герцинским циклом тектогенеза.

Киев-Ёганская структура представляет собой сложно построенную антиклинальную складку, оконтуренную изогипсой -2540 м. От основной части складки в юго-западном направлении отходит крупный отрог, осложненный двумя поднятиями, разделенными глубоко врезающимся заливом.

Существовавшие в доюрское время зоны тектонической активности и последующая активизация по ним в постюрское время сдвиговых процессов повлекли за собой развитие серии тектонических нарушений различной протяженности и ориентации, осложняющих геологическое строение Киев-Ёганского участка. В сейсмическом волновом поле такие разломы выделяются как зоны нечетко выраженных либо вовсе отсутствующих плоскостей смещения осей синфазности. Непротяженность и частое слияние отдельных разломов значительно осложняет их четкое прослеживание и картирование.

Как для всей Томской области в целом, так и для данной территории в частности, принято выделять три основных этапа тектонической активности, оказавших значительное влияние на ее строение: раннеюрский, раннемеловой и кайнозойский.

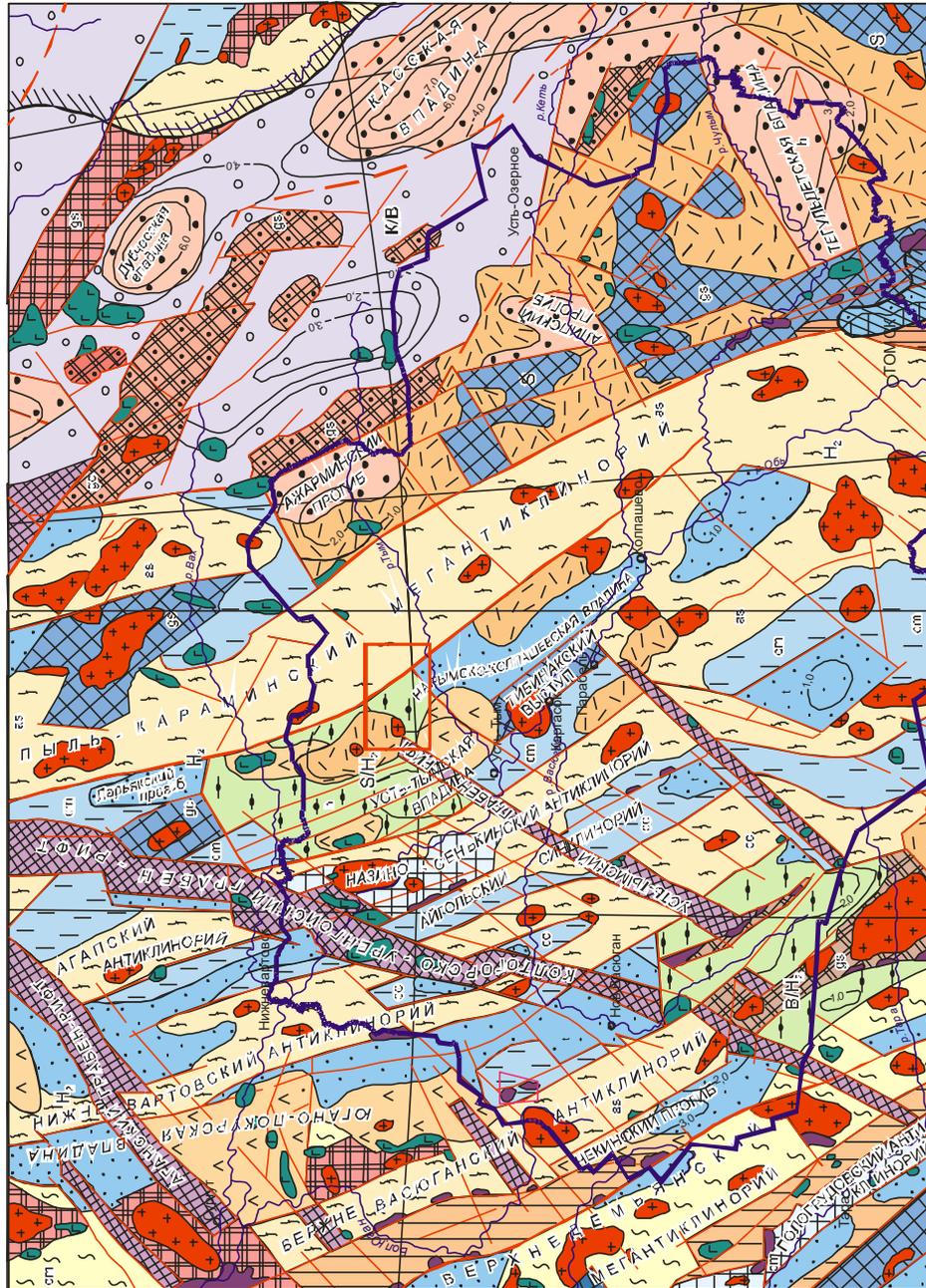


Рисунок 2.2 – Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под редакцией Суркова В.С., 1981)

Структуры
дейтероорогенного этапа развития

-  Унаследованно-наложенные впадины и прогибы
-  Наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов
-  Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатостей
-  Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов
-  Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов
-  Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов

Структуры
протоорогенного этапа развития

-  Межгорные прогибы и внутренние впадины
-  Краевые поднятия

Формации геосинклинальные

-  Кремнисто-сланцевая
-  Глинисто-сланцевая

Формации протоорогенные и переходные

-  Терригенная
-  Угленосная
-  Карбонатно-глинисто-сланцевая
-  Аспидная

Возраст стабилизации

-  Области салаирской складчатости
-  Области позднегерцинской складчатости
-  Области докарельской и карельской складчатости, переработанные байкальским тектогенезом
-  Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом
-  Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом

-  Район работ

Структуры
геосинклинального этапа развития

-  Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами
-  Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами
-  Основания межгорных прогибов
-  Антиклинорные зоны унаследованного типа развития (полициклические)
-  Антиклинорные зоны инверсионного типа развития (моноциклические)
-  Синклинорные зоны унаследованного типа развития

Прочие обозначения

-  Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км
-  Границы структурно-формационных зон
-  Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости
-  Покровы эффузивов разного состава
-  Граница распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты
-  Границы Томской области

Интрузивные комплексы

-  Гранитоиды
-  Базиты
-  Ультрабазиты

Разломы

-  Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром - не выходящие на поверхность фундамента)
-  Разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны
-  Раннемезозойские грабен-рифты
-  Прочие разломы

Рисунок 2.3 – Условные обозначения к Рисунку 2.2

2.2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Геологический разрез района исследования сложен метаморфизованными дислоцированными породами фундамента, датируемыми палеозоем и ранним мезозоем, и отложениями мезо-кайнозойского осадочного чехла.

Далее приводится краткое стратиграфическое описание исследуемого разреза.

Палеозойская эратема – PZ

Отложения палеозоя вскрыты на месторождении 7 скважинами. Породы представлены слабо метаморфизованными разностями песчаников, алевролитов и аргиллитов, а также глинисто-сидеритовыми породами.

Мезозойская эратема – MZ

На основании данных разведочного бурения мезозойский комплекс можно разделить на эффузивно-осадочную толщу триасового возраста, относящуюся к отложениям фундамента, и терригенные отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла, относящиеся к юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системам.

Триасовая система – T

Отложения триасового возраста в районе Киев-Еганской площади вскрыты на абсолютных отметках от -2559 м до -3041 м на глубину от 18 до 142 м и представлены слабометаморфизованными кварцевыми песчаниками, песчанистыми алевролитами и глинисто-сидеритовыми породами. В остальных скважинах отложения системы представлены кварцевыми, альбитовыми и диабазовыми порфиритами. В кровельной части отмечаются следы процессов выветривания.

Юрская система - J

Отложения юры залегают на метаморфизованных дислоцированных породах доюрского фундамента со стратиграфическим перерывом и угловым

несогласием. Из-за сильной расчлененности поверхности фундамента определяет вариативность толщин юрских отложений от 200 (в центре участка, в районе антиклинали) до 400 (на периклинали) метров.

Нижний отдел юры, с геттангского по тоарский ярусы, бурением не вскрыт. Средний отдел на территории месторождения (аален, байосс, бат) представлен отложениями тюменской свиты, накапливавшихся преимущественно в континентальной обстановке. Отложения средней и верхней юры имеют по большей части морской генезис и входят в состав наунакской, георгиевской и баженовской свит.

Тюменская свита – J₁₋₂tm (тоар-аален-бат)

Представлена ритмичным переслаиванием сероцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов, с отдельными прослоями углистых аргиллитов и углей. Характерными текстурными особенностями являются волнистая, косая и перекрестная слоистость, обилие растительного детрита и включения пирита. В силу особенностей континентального генезиса толща отличается вертикальной и латеральной невыдержанностью песчаных пластов. Песчаники как правило плотные, сильно заглинизированные, обладающие низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Породы тюменской свиты составляют основной объем юрских отложений.

Наунакская свита – J₃np (келловей – оксфорд)

Наунакская свита согласно залегает на отложениях тюменской свиты и является возрастным аналогом васюганской свиты. Свита сложена переслаиванием алевроито-песчаных пород и аргиллитов, в том числе углистых, с многочисленными включениями обугленного растительного детрита и остатками растительности. Свита может быть разделена на две подсвиты: более опесчаненую верхнюю и нижнюю, преимущественно глинистую.

С точки зрения нефтеносности большой интерес представляет верхняя песчаная часть свиты, представляющая собой чередование прослоев песчаника, алевролита и аргиллита.

Песчаники серые, от мелко до крупнозернистых, крепкоцементированные. Слоистость пологоволнистая, линзовидная, обусловленная намывами растительного детрита и слюды. Встречаются сильно карбонатизированные и крепкоцементированные пропластки. Встречаются как фаунистические, так и крупные растительные отпечатки. Характерным отличием толщи является высокая углистость пород в виде линз, прослоев углей или углистых аргиллитов.

Так же, как и тюменская свита, характеризуется континентальными условиями накопления осадка, мощность по месторождению варьируется от 34 до 105 метров.

Георгиевская свита - J₃gr (кимеридж-нижневолжский)

Отложения свиты трансгрессивно и с размывом залегают на породах наунакской свиты. Представлены морскими глубоководными аргиллитами, от тёмно-серых до чёрных, с прослоями и линзами темно-серых алевролитов.

Баженовская свита – J₃bg (волжский)

Представлена морскими глубоководными аргиллитами, черными с буроватым оттенком, плитчатыми, битуминозными, местами пиритизированными. Встречаются остатки белемнитов и брахиопод плохой сохранности. Мощность свиты по месторождению меняется от 8 до 17 метров.

2.2.3. Геолого-геофизическая изученность

Планомерные геолого-геофизические исследования территории начались с 1947 г., до этого времени геологическое изучение Усть-Тымского нефтегазоносного района (НГР) носило, в основном, описательный характер. На первом этапе исследовательских работ, длившегося до 1965 года, основной

акцент делался на поиск и картирование крупных структурно-тектонических элементов и определение общих закономерностей в геологическом строении территории.

С 1965 г. начался целенаправленный поиск структур второго и третьего порядков. Этот этап характеризуется широким проведением сейсморазведочных работ методом отраженных волн (МОВ) и комплексным методом преломленных волн (КМПВ) в сочетании с опорным, параметрическим и поисковым бурением. В результате выполненных геолого-геофизических исследований были уточнены структурные планы по различным отражающим горизонтам осадочного чехла.

В 1965-1966 гг. было выявлено и детализировано площадными сейсморазведочными работами МОВ с/п 3,9,13/65-66 (Комариный С.Н.) Киев-Еганское структурное поднятие, осложняющее восточный склон Усть-Тымской впадины. Эти структурные построения послужили основанием для ввода площади в поисковое бурение в 1969 г. заложением первой скважины (№350) в южном куполе поднятия. При испытании получен приток нефти.

В последующие годы в период с 1971 по 1987 г. в пределах Киев-Еганского поднятия пробурено еще 10 поисковых и разведочных скважин (скв. №№351-360), однако получить приток нефти удалось только в поисковой скважине №355, пробуренной в пределах центрального купола поднятия. По техническим причинам, скважина была опробована только в открытом стволе.

Изучение геологического строения Киев-Еганского поднятия сейсморазведкой было продолжено исследованиями МОВ в период с 1966 по 1971 г. и методом общей глубинной точки (МОГТ) в период с 1980 по 1986 гг. силами Томского геофизического треста. В результате интерпретации этих материалов с учетом данных глубокого бурения в представлении об особенностях были внесены существенные изменения. В 1988 г. была проведена ревизия накопленной информации и в этом же году был осуществлен

оперативный подсчет запасов, при этом за основу были взяты структурные построения с/п 16/82-83 (Шатова А.С.).

В настоящий момент лицензией на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья владеет компания ООО «Норд Имperiал». На настоящий момент в пределах рассматриваемого региона проведены сейсморазведочные работы по методике МОГТ 3D компанией ООО «Парадайм-Геофизикал». Проведенные работы позволили не только уточнить строение залежи пласта Ю₁¹⁻², но и обнаружить нефтеносность меловых отложений – пласт Б₁₀.

2.2.4. Нефтегазоносность

Впервые нефтегазоносность месторождения была установлена в результате бурения поисковой скважины №350, вскрытый которой продуктивный пласт Ю₁¹⁻² оказался нефтеносным; бурение в последующие годы ряда разведочно-поисковых скважин подтвердило его продуктивность. Скважина №361 дала приток нефти из мелового продуктивного пласта Б₁₀.

Общее число пробуренных на месторождении скважин составляет 16, из которых 4 относятся к поисковым, 7 к разведочным и 2 к поисково-оценочным.

Испытания пласта Ю₁¹⁻² на продуктивность проводились на всех действующих скважинах месторождения, за исключением скважины № 352.

Однако, по материалам интерпретации промыслово-геофизических исследований, достаточно уверенно прослеживается нефтенасыщенность пласта Ю₁¹⁻² в скважинах, пробуренных в западной части структуры и водонасыщенность в скважинах, пробуренных на востоке территории.

В некоторых скважинах пласт Ю₁¹⁻² значительно заглинизирован, отложений с коллекторскими свойствами не обнаружено.

Перспективность нефтеносности пласта Б₁₀ была выявлена в процессе обработки и интерпретации материалов 3D сейсмосьемки. В дальнейшем

нефтеносность пласта была подтверждена результатами бурения и получением притоков нефти при проведенных испытаниях.

Таким образом, на рассматриваемой территории промышленная нефтеносность связана с отложениями пластов тарской и наунакской свит, соответственно объектов подсчета B_{10} и $Ю_1^{1-2}$.

2.2.5 Литолого-фациальная характеристика

По результатам анализа кернового материала в разрезе верхнеюрских отложений, вскрытых скважинами в центральной и южной частях месторождения, были выделены фации, характерные для прибрежно-морской обстановки осадконакопления, в то время как меловые отложения относятся по большей части к мелководно-морским и прибрежно-континентальным фациям, сформированным волновыми, флювиальными и приливно-отливными процессами.

В рамках данной работы проводится анализ юрских отложений наунакской свит. Пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^{3-4}$ представлены континентальными фациями меандрирующей реки и ее поймы, а также дельтового комплекса речного типа, и лишь $Ю_1^1$ формировался в условиях морского бассейна. Керновый материал был взят из пластов $Ю_1^{1-4}$, генезис нижележающих пород тюменской свиты интерпретировался на основании данных региональной геологии и характерных форм кривых ГИС (Белозёров, 1984, 2001; Ежова, 1989, 2001; Алексеев, 2007; Конторович, 2013).

2.2.5.1 Континентальные фации

Русловые отмели меандрирующей реки

Генезис отложений был восстановлен по данным формы кривых ПС и ГК и с использованием электрометрических моделей фаций В.С. Муромцева (1984).

Так, для отложений данного типа характерны достаточно большая мощность (10-25м) и постепенное уменьшение зернистости вверх по разрезу, что объясняется постепенно снижающейся динамикой палеопотока (Рисунок 2.4).

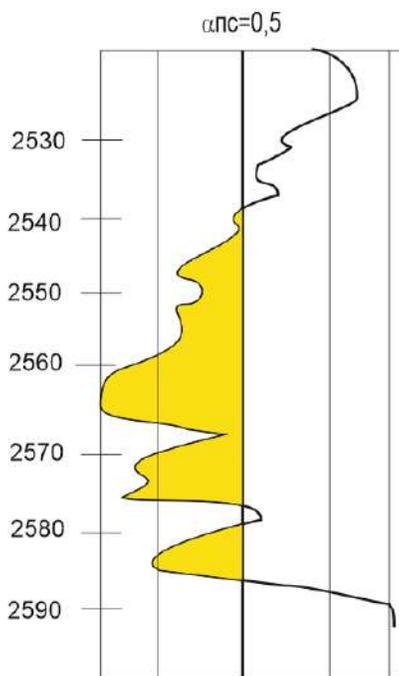


Рисунок 2.4 – Электрофация русловой отмели меандрирующей реки (Муромцев, 1984)

Боковая линия кривой, как можно видеть из рисунка, наклонная и достаточно зубчатая, боковая имеет волнистый характер, а подошвенная горизонтальная, определяющая резкий нижний контакт.

Латеральная миграция русловых баров в пределах речной долины зачастую обуславливает их большую латеральную протяженность, что иногда позволяет проследивать песчаные тела по нескольким скважинам.

Данную фацию можно объединить с фацией боковых русел меандрирующей реки, представляющие собой относительно маломощные мигрирующие песчаные тела, схожие по электрометрической характеристике с русловыми отмелями, однако имеющими меньшую амплитуду сигнала (Рисунок 2.5).

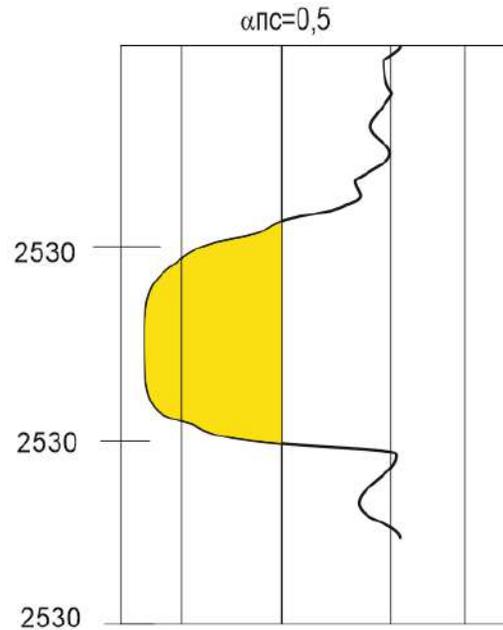


Рисунок 2.5 – Электрофация боковых русел меандрирующей реки (Муромцев, 1984)

Внутренняя/внешняя часть поймы

Данная группа фаций в общем случае выделяется по изрезанной форме кривых ГК и ПС, лежащих выше линии $\alpha_{ПС}=0,5$ (Рисунок 2.6).

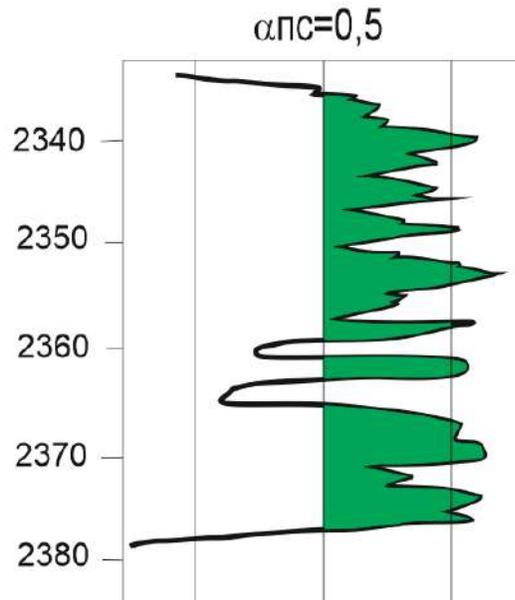


Рисунок 2.6 – Электрофация пойменной части меандрирующей реки (Муромцев, 1984)

В пределах изучаемой площади отложения, предположительно, представлены фациями песков разливов и стариц, представляющих собой песчаные пропластки небольшой мощности (0,5-2 м) с резкими контактами, часто создающие пальцеобразные резкие аномалии.

2.2.5.2 Прибрежно-морские фации

Дельтовые распределительные каналы

Отложения распределительных каналов дельты во многом схожи с отложениями фации русловых отмелей меандрирующей реки, однако отличаются меньшей мощностью (1,5 – 15 м), что связано с ослаблением динамики водного потока при расщеплении единого речного русла на ряд отдельных рукавов и проток. В ширину дельтовые каналы могут протягиваться до 500 метров.

Пример электрофации дельтового распределительного канала приведен на Рисунке 2.7.

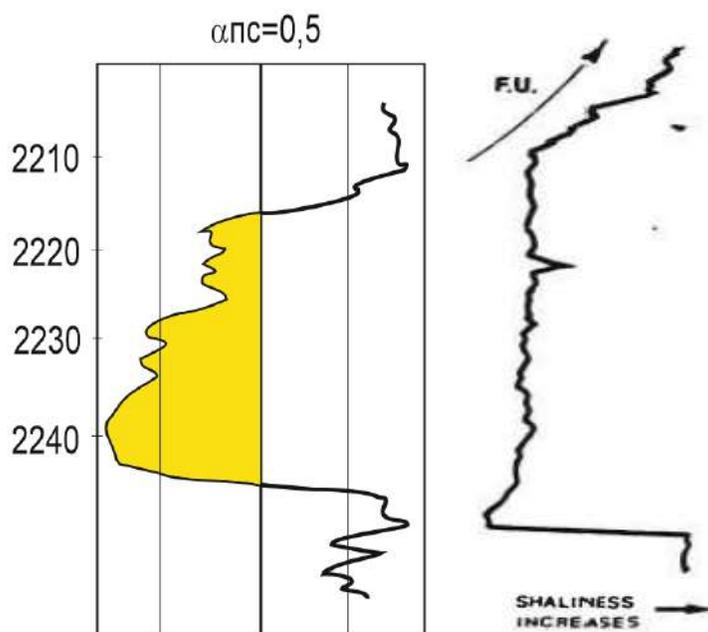


Рисунок 2.7 – Электрофация дельтового распределительного канала (Муромцев, 1984; Allen, 1989)

Отложения представлены мелкозернистыми песчаниками с нередким включением глинистых интракластов, а также намывов и тонких прослоев угля и углистого материала. В песчаниках присутствует однонаправленная косая слоистость, часто с восходящей рябью течения что свидетельствует о периодической смене направления движения водного потока. Также встречаются следы оползневых деформаций, указывающие на быстрое отложение осадка (Рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Тонкозернистый косослоистый песчаник фации распределительного дельтового канала

Характерна ассоциация с осадками дельтовых равнин, стариц, конусов фронта выноса.

Устьевые бары

Отложения устьевых баров характерны для системы дельты речного типа и формируются на границе морского бассейна, когда пресноводный речной поток теряет свою энергию, и происходит осаждение песчаного материала. На ранних этапах формирования устьевого бара происходит достаточно быстрое накопление осадка, выносимого из распределительных каналов, со временем приобретающее аградационный характер. Возникновение с течением времени промоин в теле бара способствует накоплению в них более грубозернистого материала, в то время как на его склонах отлагается более тонкий материал, что способствует постепенному уменьшению зернистости в направлении кровли барового тела.

Перечисленные особенности формирования отражаются в достаточно сложной трапецевидной форме каротажной кривой, у которой кровельная и подошвенная линии имеют наклонный характер, боковая линия вертикальная, часто волнистая (Рисунок 2.9).

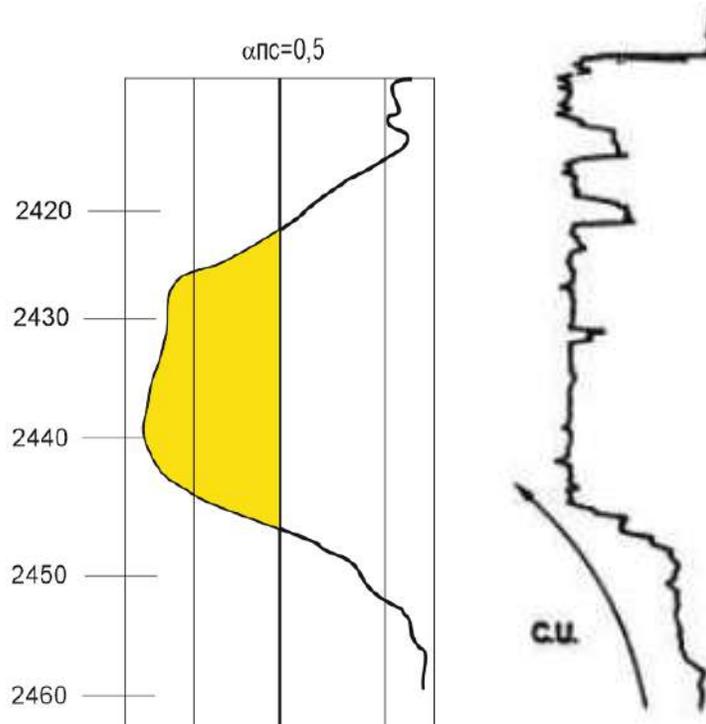


Рисунок 2.9 – Электрофация отложений устьевого бара (Муромцев, 1984; Allen, 1989)

Такие баровые тела могут иметь вертикальную мощность от 2 до 30 метров и ширину до 6 км в поперечном сечении (Allen, 1989).

Отложения устьевых баров во многом схожи с теми, что присущи распределительным каналам. Слагающий их песчаный материал характеризуется мелкозернистостью, наличием одно- и разнонаправленной кривой слоистости и деформационных текстур. Слоистость часто подчеркнута намывами глинистого материала, сидерита и раковинного детрита. Также могут встречаться следы биотурбации ихнофации *Skolithos* (Рисунок 2.10).

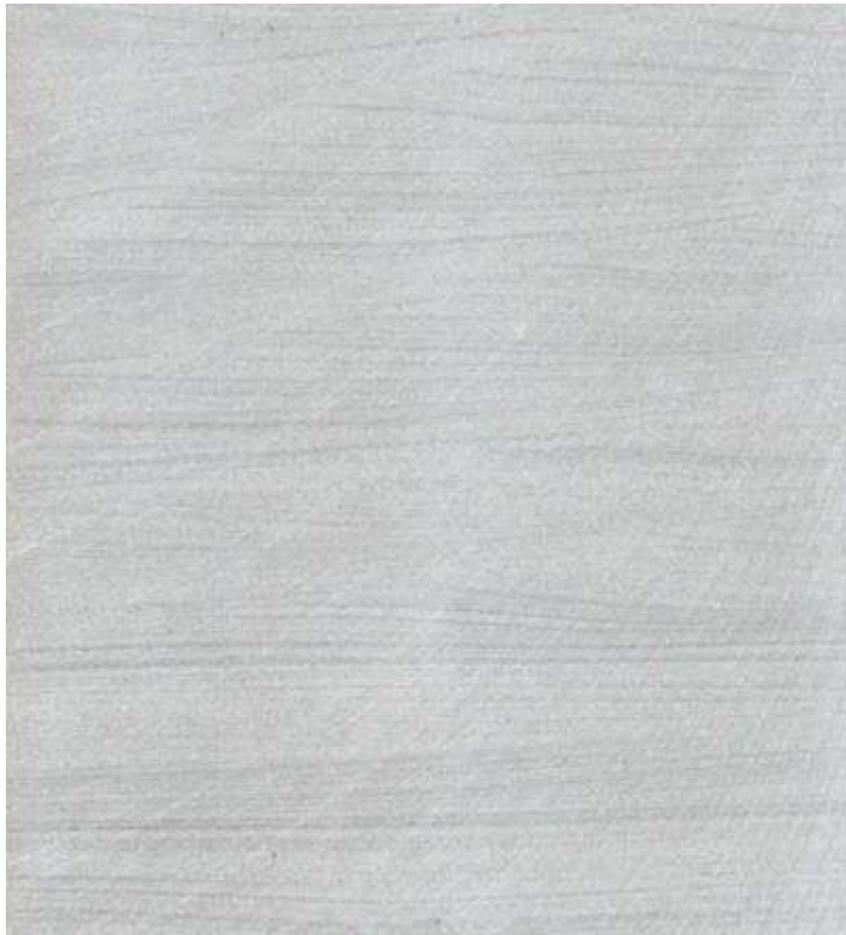


Рисунок 2.10 – Мелкозернистый песчаник с разнонаправленной слоистостью фации устьевого бара

Для осадков устьевых баров типична ассоциация с фациями переходной зоной пляжа и дельтовых проток.

Дельтовая равнина

Осадки дельтовой равнины во многом аналогичны осадкам поймы меандрирующей реки, однако характеризуются, как правило, меньшей мощностью.

Электрометрическая модель фации представлена на Рисунке 2.11 и характеризуется положительной аномалией, часто имеющей субвертикальную, сильно изрезанную (особенно по ГК) боковую линию и, как правило, резкий кровельный контакт.

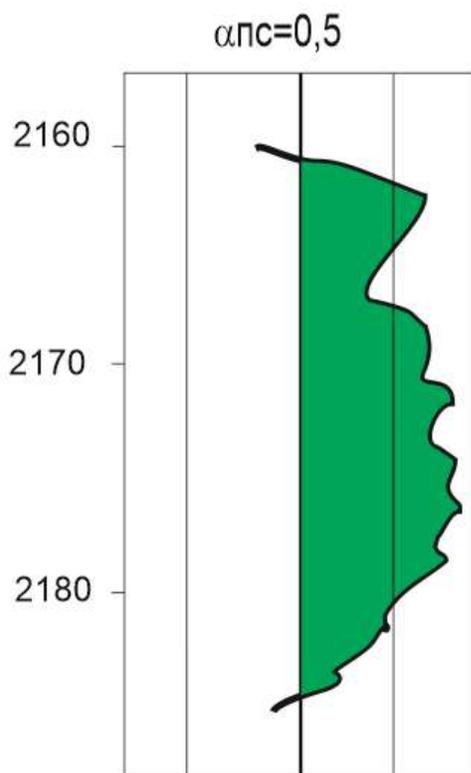


Рисунок 2.11 – Электрофация дельтовой равнины (Муромцев, 1984)

Разрез дельтовой равнины в основном сложен алевролитами с тонкими прослоями тонкозернистых песчаников, реже аргиллитов и угля. Довольно часто присутствуют текстуры оползаний, остатки корней растений, а также

ходы илоедов и остатки морской фауны, свидетельствующие о периодическом затоплении равнины морскими водами (Рисунок 2.12).



Рисунок 2.12 – Алевролиты со следами биотурбации фации дельтовой равнины

Для отложений дельтовой равнины характерны ассоциация с другими фациями дельты: конусов прорыва, дельтовых протоков и их стариц.

Приморское болото

Приморские болота часто формируются в соленых водах лагун с низким гидродинамическим уровнем по мере их постепенного зарастания и торфообразования. В периоды засухи такие водоемы мелели и пересыхали, что объясняет частое появление в углистых отложениях болот песчаных прослоев.

Электрофациальная модель обычно представляет собой треугольник, расположенный в зоне высоких значений ПС и ГК, и часто имеет изрезанную форму боковой линии (Рисунок 2.13).

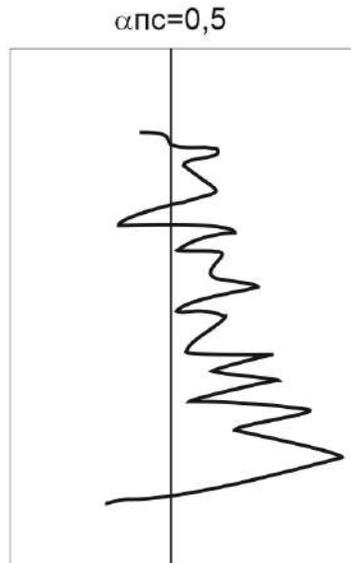


Рисунок 2.13 – Электрофация приморского болота (Муромцев, 1984)

В верхнеюрских отложениях Киев-Ёганского месторождения фация приморских болот представлена пачкой угля, формирующей чашеобразную аномалию ГК вытянутой формы (рисунок там где аномалия в углях).

Породы обычно представлены однородными либо слоеватыми прослоями углей толщиной до 1 м и более, формировавшихся в застойных водах с восстановительной средой (Рисунок 2.14).



Рисунок 2.14 – Угольные сульфатизированные отложения фации приморского болота

Реже встречаются углистые аргиллиты и алевролиты, а также переслаивание аргиллитов, алевролитов и углей, часто с обильными вкраплениями рассеянного пирита, образованного за счет восстановления сульфат-иона из морской воды разлагающейся органикой.

Осадки приморских болот ассоциируют с осадками озер и приливно-отливной отмели, а также приливных дельт и каналов.

2.2.5.3 Мелководно-морские фации

Переходная зона пляжа

Отложения, в основном, представлены чередованием песчаных прослоев, накапливавшихся в период штормов, и глинисто-алевритовых, которые отлагались в период сравнительно спокойной волновой динамики. Слоистость как правило волнистая и косая разнонаправленная ряби волнения, однако часто бывает уничтожена обильной биотурбацией (Рисунок 2.15).



Рисунок 2.15 – Переслаивание глинисто-алевритовых и песчаных отложений с текстурами бугорчатой слоистости фации переходной зоны пляжа

На участках с низкой динамикой могут формироваться известковистые и сидеритовые стяжения и конкреции.

Лагуна

Отложения забаровых лагун формируются в прибрежно морских условиях между линией берега и баровыми отмелями, образуя чаще всего полузамкнутый вытянутый вдоль берега мелководный водоем с низкой гидродинамикой. В силу последней особенности в лагунах происходит отложение илов и тонких алеврито-песчанистых фракций. Для лагун, как правило, не характерны большие площади распространения.

Аномалии ПС имеют трапецивидную форму с наклоном боковой линии в сторону отрицательных аномалий и в целом характеризуются высокими значениями (Рисунок 2.16, а). Кривая гамма-каротажа также лежит в области высоких значений и отличается большей зубчатостью (Рисунок 2.16, б)

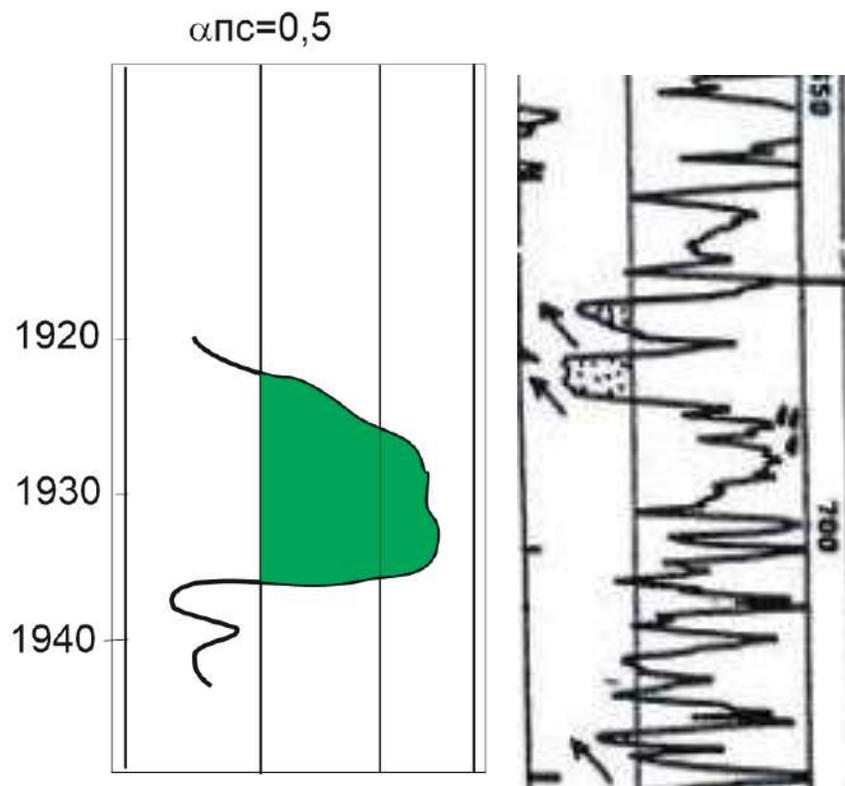


Рисунок 2.16 – Электрофация отложений лагуны (а) по методу ПС, (б) по методу ГК (Муромцев, 1984; Allen, 1989)

Отложения лагун представлены мелким или тонким переслаиванием аргиллитов или алевритов глинистых и тонкозернистых песчаников. Накопление аргиллитов и алевритов происходило в спокойной гидродинамической обстановке. Встречающиеся прослой и линзы светло-серого тонкозернистого песчаника отлагались в периоды штормов в результате заплеска волн, о чем свидетельствует разнонаправленная косая слойчатость ряби волнения (Рисунок 2.17).



Рисунок 2.17 – Бiotурбированное переслаивание алевритистого аргиллита и тонкозернистого песчаника фации лагун

Отложения полуизолированной лагуны представлены сильно биотурбированным (ихнофация *Cruziana*) тонким переслаиванием аргиллитов, углистых аргиллитов, алевролитов и мелко-тонкозернистых песчаников. Отложения характеризуются наличием ленточной слоистости за счет тонких прослоев песчаного материала, конкреции пирита и сидерита, а также пиритизированных остатков фауны.

Для лагун характерна ассоциация с отложениями приливно-отливной отмели, приливных каналов и приливных дельт.

Глава 3. Прогнозирование фациальных комплексов с помощью данных ГИС

3.1. Основы применения методов ГИС и интерпретации полученных данных

3.1.1. Каротаж самопроизвольной поляризации

Метод каротажа самопроизвольной поляризации (ПС) основан на возникновении адсорбционно-диффузионных процессов на границе между двумя средами, в качестве которых могут выступать как жидкости, так и сами горные породы.

Присутствие двух флюидов с разной концентрацией солей способствует самопроизвольному возникновению на их границе электрических потенциалов, в свою очередь возникающих в связи с обменом положительными и отрицательными катионами между этими жидкостями (Рисунок 3.1).

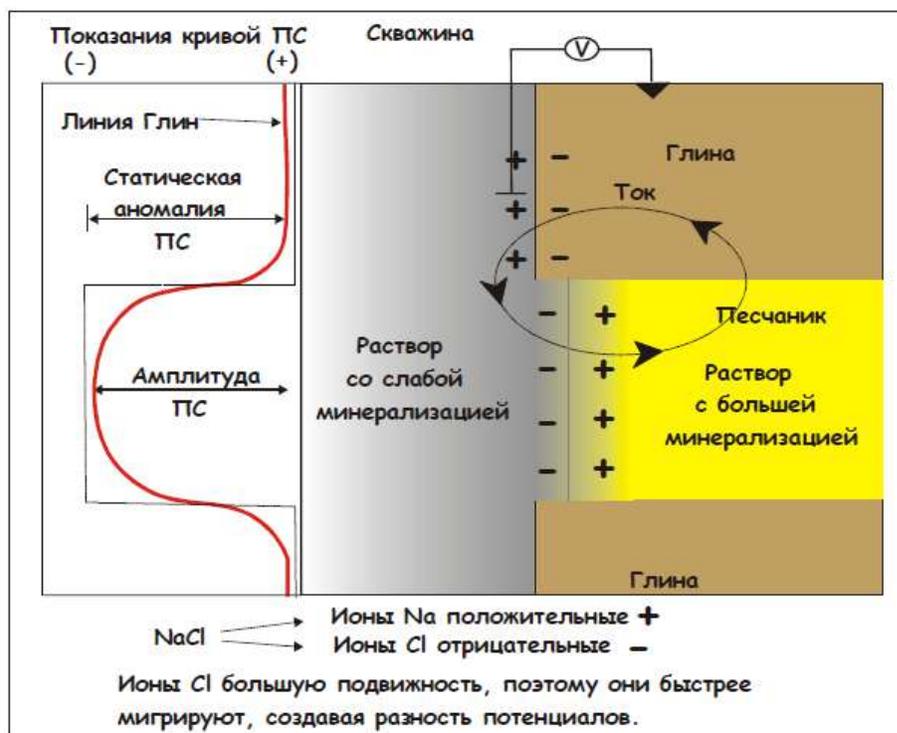


Рисунок 3.1 – Схема возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов на границе двух сред (заимствовано с веб-ресурса <https://geolib.net>).

На практике в качестве таких флюидов обычно выступают пластовая минерализованная вода с растворенным в ней хлоридом натрия (NaCl) и буровой раствор. В данном случае диффузионные процессы протекают на границе бурового раствора и пластовой воды, при этом происходит обмен катионами натрия и анионами хлора (Меркулов, 2008).

На границе двух пород различной проницаемости, например глин и песчаников, могут возникать мембранные потенциалы, когда обмен ионами между ними происходит через полупроницаемую мембрану. За счет того, что глины накапливают кажущийся отрицательный заряд, они являются непроницаемыми для анионов хлора и пропускают только катионы натрия.

Еще одним фактором, способствующих возникновению разности потенциалов, может служить разница давлений в призабойной части пласта, что, в свою очередь, часто обусловлено его низкой проницаемостью. В таком случае формируется электрокинетический потенциал. Также это может происходить, если пластовая вода имеет высокую соленость (соответственно, низкое удельное сопротивление), буровой раствор пресный (высокое сопротивление) и порода обладает достаточной пористостью. При этом разность потенциалов может быть значительной (вплоть до 200 мВ) (Меркулов, 2008).

Метод ПС обычно применяется для решения следующих задач:

- литологическое расчленение разреза;
- определение объемной глинистости в пласте-коллекторе;
- определение удельного электрического сопротивления пластовой воды.

Эффективность применения данного метода при литологическом расчленении разреза обуславливает его использование в целях фациального зонирования. Данное его применение опирается на факт, что величина разности

потенциалов тесно коррелируется с размером слагающих породу зерен, что, в свою очередь, было доказано рядом исследователей начиная с середины прошлого столетия (Visher, 1963, Pirson, 1970).

При этом наиболее систематизированный на сегодняшний день подход представлен В.С. Муромцевым и является результатом многолетней работы по изучению литологии, морфологии осадочных пород и нахождению их взаимосвязи с формой кривых ПС.

Важным аспектом данной методики является понятие относительной амплитуды каротажа ПС (альфа ПС), которое определяется как отношение амплитуды в данной точке пласта к максимальному ее значению в пределах исследуемого интервала:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{max}} - U}{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}} \quad (3.1)$$

где U , U_{max} , U_{min} – соответственно текущее, максимальное и минимальное показания ПС.

Использование $\alpha_{\text{ПС}}$ вместо $\Delta U_{\text{ПС}}$ позволяет исключить влияние на результаты интерпретации ПС различных сторонних факторов — погрешности в масштабе диаграммы ПС, различия в минерализации глинистого раствора в скважинах месторождения и др (<http://geoglobesoft.blogspot.com>).

Построение графика зависимости $\alpha_{\text{ПС}}$ от размера слагающих породу зерен дало автору основание разделить амплитуду ПС на пять классов, каждый из которых соответствует определенному гидродинамическому уровню среды (Рисунок 3.2)

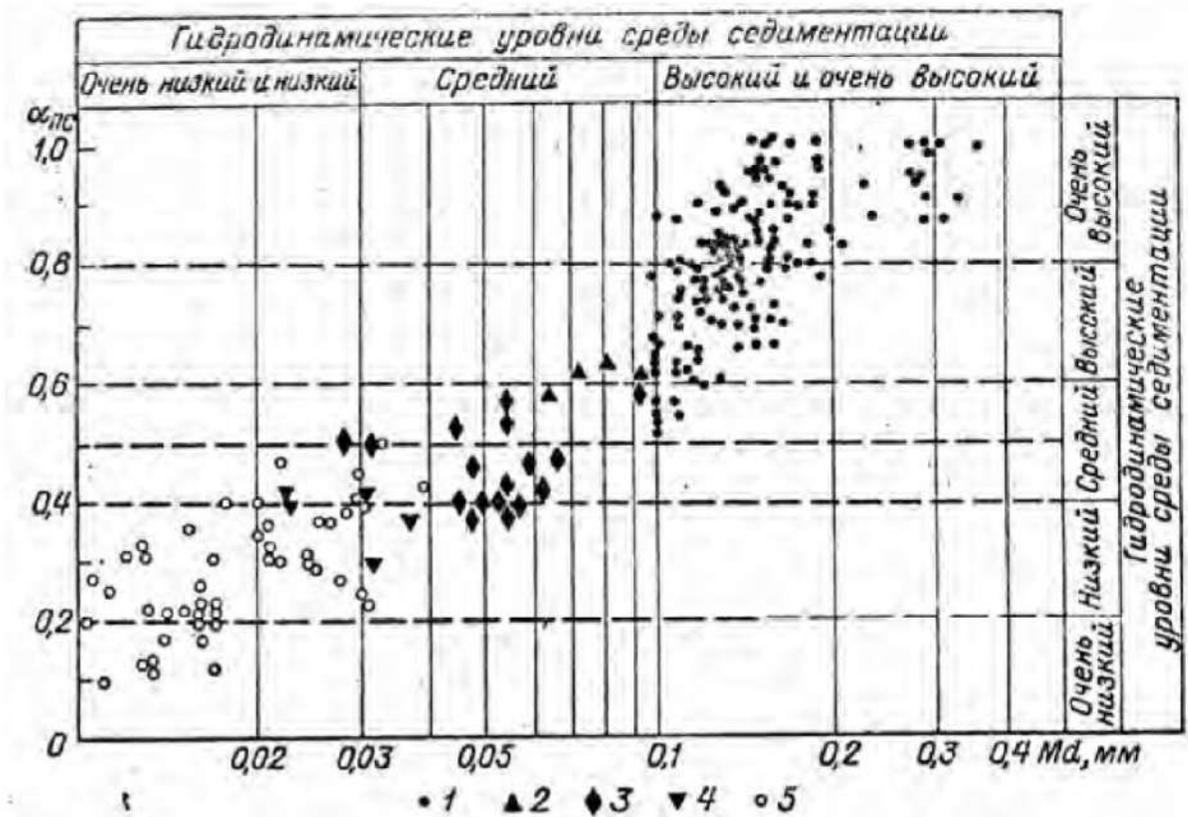


Рисунок 3.2 – Зависимость $\alpha_{ПС}$ от размера зерна (Муромцев, 1984)

Руководствуясь таким разделением, автор предлагает использовать $\alpha_{ПС}=0,5$ (граница между песчаными и алеврито-глинистыми породами) как базис для проведения фациальной интерпретации.

В соответствии с данной методикой, форма электрического сигнала ПС аппроксимируется простыми и составными геометрическими фигурами, что упрощает как визуальную интерпретацию, так и расчет статистических параметров, конфигурация которых уникальна для каждого типа кривой. Также вводятся понятия кровельной, подошвенной и боковой линий; первые две отвечают за характер верхнего и нижнего контактов пласта, в то время как наклон боковой линии характеризует степень литологической изменчивости породы по разрезу (Рисунок 3.3).

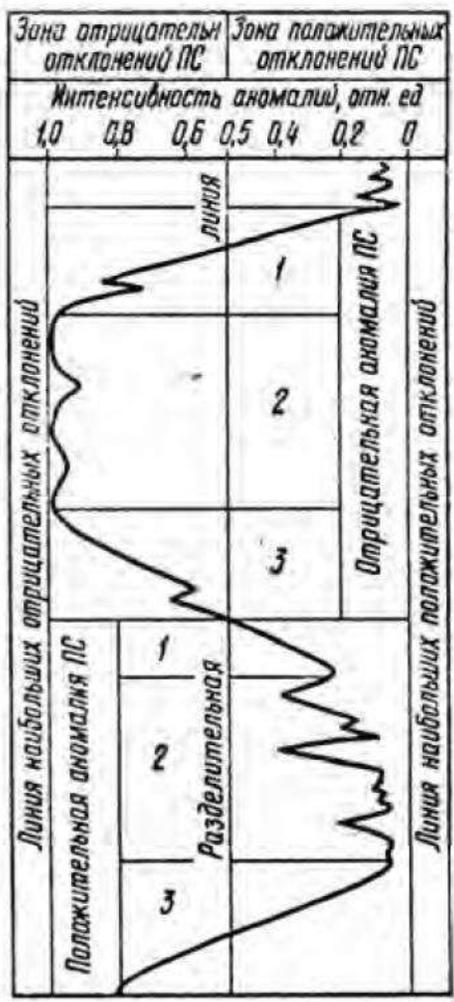


Рисунок 3.3 – Морфология аномалий кривых ПС (Муромцев, 1984)

При этом, если фактический наклон кровельной или подошвенной линий отклоняется от горизонтали более чем на 15° они считаются наклонными, если меньше 10° - пологими.

3.1.2. Гамма-картаж

Метод ГК основан на регистрации естественного радиоактивного фона, обусловленного распадом присутствующих в породе радиоактивных изотопов, такими как K40, Ra226, U238, Th232. Данные элементы входят в состав полевых шпатов, слюд, иллита (содержащие калий) и минералов группы фосфатов (содержащие изотопы урана и тория), многие из которых, чаще всего калий,

могут во множестве присутствовать в составе породы. Также они могут формироваться в процессе выветривания в результате разложения данных минералов и активно адсорбироваться глинами.

Последняя особенность объясняет тот факт, что глинистые пласты характеризуются максимальными аномалиями радиоактивности, в то время как чистые песчаные интервалы – минимальными значениями ГК, что, наряду с простотой метода, позволяет использовать его как надежный инструмент для литологического расчленения терригенных разрезов (Рисунок 3.4).

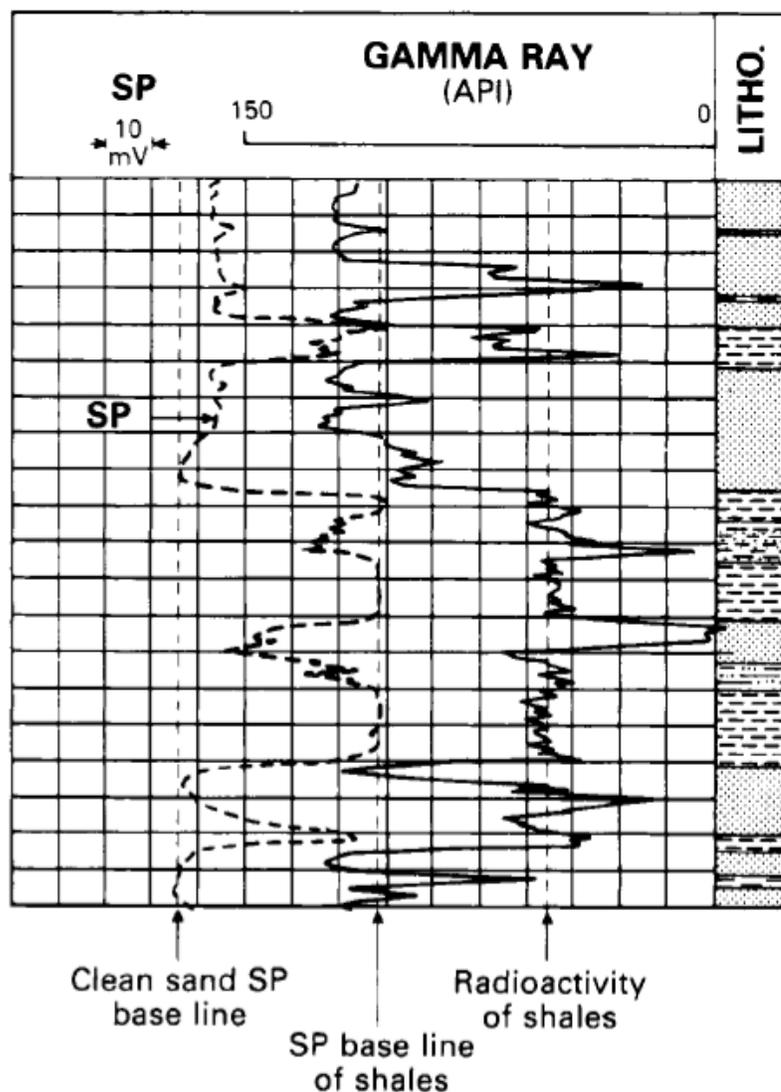


Рисунок 3.4 – Поведение кривых ПС и ГК в интервалах с различной литологией (O. Serra, 1986)

Соответственно, метод гамма-каротажа нашел свое применение при:

- оценке литологии;
- выделении интервалов-коллекторов;
- оценке глинистости коллектора;
- привязке глубины перед проведением прострелочно-взрывных работ.

Помимо всего вышеперечисленного, метод, наряду с каротажом ПС, хорошо зарекомендовал себя в решении задач фациального анализа. Многолетняя практика показывает, что показания ГК так же находятся в тесной корреляции с размером зерна осадочной породы, однако другая природа возникновения аномалий диктует, как уже упоминалось в Главе 1 данной работы, применение отдельной методики интерпретации кривых гамма-каротажа. В частности, широко используется пять основных характерных кривых ГК (Рисунок 1.1), изначально предложенных О. Серра и впоследствии несколько модифицированными и дополненными рядом других исследователей (Cant, 1992; Kendall, 2003).

На текущий момент не разработано методики применения кривых ГК подобной той, что была предложена В.С. Муромцевым, однако последний предлагает использовать тот же вышеописанный подход, что и при работе с диаграммами ПС, ссылаясь на схожесть поведения кривых обоих методов.

Тем не менее, Д. Дж. Кант (1992) акцентирует, что суммарный гамма-отклик может быть осложнен влиянием ряда факторов, таких как рассеянная глинистость и присутствие слюды в песчаных интервалах, различная радиоактивность разных типов глин, влияние уплотнения на величину радиоактивности и нелинейность отклика прибора гамма-каротажа. В связи с последним обстоятельством он предлагает проводить базисную линию в 30% от максимального значения ГК в интерпретируемом интервале.

В рамках настоящей работы при интерпретации кривых гамма-каротажа используется подход В.С. Муромцева в совокупности с предложенными Д.Дж. Кантом комментариями.

3.2. Математическая интерпретация каротажных кривых

Стремительное развитие направления машинного обучения за последнее десятилетие привело к внедрению алгоритмов, позволивших на основании численных закономерностей решать широкий круг задач, в том числе и геологического характера. Подобного рода исследования проведены многими авторами, однако проблема электрофациального анализа, как уже упоминалось выше, заключена в неопределенности интерпретации геофизических данных (Delescluse, 2017; Halotel, Wang, 2019; Silva, Tran, 2020). Таким образом, основной задачей в развитии данного направления является разработка и внедрение таких математических признаков, которые в совокупности позволили бы проводить электрофациальный анализ с максимально возможной точностью и без привлечения (или в минимальном количестве) других типов данных, а также сократить общее время интерпретации.

Один из таких математических подходов было предложен автором Д. Ванг вместе с группой других исследователей (Dahai Wang et al, 2019). Их метод предполагает выделение последовательности значений каротажа, соответствующего определенному интервалу глубины, и дальнейший расчет ряда статистических параметров, каждый из которых характеризует особенности формы каротажной кривой и может служить для целей автоматизации процесса электрофациального анализа.

Среди всех параметров, использованными авторами, в настоящей работе используются параметры, обозначенные в их исследовании как G, S, P, Kp и R.

Параметр G характеризует положение центра тяжести участка кривой и определяется по формуле (3.2):

$$G = \frac{\sum_{i=1}^n i * ai}{n * \sum_{i=1}^n ai} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (3.2)$$

где a_i – значения каротажа в i -й точке, n – общее количество точек на отрезке кривой.

Если $G < 0.5$ центр тяжести каротажной кривой смещен в ее нижнюю часть (колоколовидная форма сигнала), что может свидетельствовать о постепенном снижении динамики потока и уровня привноса седиментационного материала. При $G > 0.5$ центр тяжести смещается в верхнюю часть (воронковидная форма сигнала), что может указывать на постепенное увеличение динамики водного потока во времени. При $G \approx 0.5$ кривая характеризуется блоковой формой кривой, и можно предполагать о равномерной скорости седиментации на протяжении времени формирования фации.

Параметр S является среднеквадратическим отклонением амплитуд кривой от среднего значения по выборке и определяется по формуле (3.3).

$$S = \sqrt{\frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (ai - \bar{a})^2} \quad (3.3)$$

где a_i – i -е значение каротажной кривой, \bar{a} - среднее значение по всей выборке, n – количество точек кривой.

Параметр характеризует, по сути, сортировку осадочного материала в породе: малые значения S могут говорить о невысокой изменчивости физических свойств по разрезу и, как следствие, хорошей сортировке зерен породы. Ухудшение сортировки, соответственно, ведет к увеличению значения S .

Параметр P отражает вариативность литологии по разрезу и определяется как приращение амплитуд к мощности интервала, или же градиентом амплитуды кривой - формула (3.4).

$$P = \frac{\Delta a}{h} \quad (3.4)$$

где Δa – приращение амплитуды a на интервале h .

При малых значениях P можно предполагать о существовании относительно стабильных условий седиментации и высокой гидродинамике среды во время формирования, что выражается в блоковой форме каротажной кривой. Повышенные значения параметра P , напротив, указывают на высокую литологическую изменчивость, связанную с вариациями динамики водного потока, что осложняет общую форму кривой.

Безразмерный параметр Kp определяет наклон участка каротажной кривой и записывается в виде формулы (3.5).

$$Kp = \frac{\sum_{i=1}^n (ai - \bar{a}) * (di - \bar{d})}{\sum_{i=1}^n (ai - \bar{a})^2} \quad (3.5)$$

где $\bar{a} = \sum_{i=1}^n ai, \bar{d}$.

Значения $Kp < 0$ могут указывать на проградацию древней системы осадконакопления, что выражается в воронковидной форме каротажной кривой, в то время как $Kp < 0$ говорят о ее ретроградации, выраженной в колоколовидной форме сигнала. Соответственно, стремление значений параметра к нулю указывает на условия относительно постоянной динамики палеосреды.

Одним из трех параметров, выделяемых авторами для описания степени зубчатости кривой ПС/ГК, является параметр R , определяемый по количеству зубцов, приходящееся на общее количество точек, и записывающийся в виде формулы (3.6).

$$R = \frac{L}{n - 2} \quad (3.6)$$

где L – количество зубцов, n – количество точек ГИС на сегменте кривой. С увеличением изрезанности формы кривой значения параметра R увеличиваются.

Также автором данной работы введен параметр E , применяемый для анализа кривых треугольной формы и геометрически являющийся отношением длины кровельной линии a к длине боковой линии b - формула (3.7).

$$E = \frac{a}{b} = \frac{\sqrt{A_1^2 + h_1^2}}{\sqrt{A_2^2 + h_2^2}} \quad (3.7)$$

где A_1, A_2 – приращение амплитуд сигнала на интервалах глубин h_1 и h_2 , соответственно. При этом граница между двумя линиями берется на их стыке, соответствующему минимальному значению на сегменте кривой ГИС.

При значениях параметра близким или равным единице ($E \approx 1$) можно говорить об относительно равной длине циклов опесчанивания и последующей глинизации осадка, или наоборот, что выражается формой каротажной кривой типа «песчаные часы». При $E > 1$ цикл глинизации длится дольше, что выражается в колоколовидной форме кривой. При этом символом a будет обозначаться боковая, а символом b – кровельная линия.

Следует принять во внимание, что данный параметр не учитывает характер изменения зернистости породы и отображает длительность циклов седиментации, а также резкость верхнего/нижнего контактов.

3.3. Полученные результаты и их интерпретация

Электрофациальный анализ был произведен по 10 разным скважинам месторождения по методам ПС и ГК, на основании чего было выделено пять характерных форм каротажных кривых, соответствующие континентальным фациям системы меандрирующей реки и ее поймы, а также системе дельты речного типа.

По результатам анализа данных керна, ГИС и региональной геологии Западно-Сибирской плиты в среднеюрское время была построена фациальная схема, приведенная на Рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – Фациальная схема пласта Ю₁² участка Киев-Ёганского месторождения

По результатам статистической интерпретации были отобраны наиболее репрезентативные из них, выше рассмотренные статистические параметры которых приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Значения параметров, рассчитанных по данным кривых ПС и ГК

	G	S	P	Kp	R	E	Фация	Форма кривой
ГК	0,568	1,74	5,35	-0,057	0	0,939	пляж	чашеобразная
	0,529	0,484	0,46	0,847	0,333		лагуна	пилообразная
	0,559	0,68	1,33	0,041	0,143	0,994	болото	чашеобразная
	0,508	1,967	0,100	1,862	0,247		Русловая отмель	блоковая
	0,498	1,746	1,650	-0,504	0,300	1,015	Боковое русло	чашеобразная
	0,451	1,698	0,595	-1,741	0,262	1,25	Русловая отмель	колоколовидная
	0,524	1,401	0,728	0,439	0,324	0,721	Дельтовый распределительный канал	воронковидная
	0,517	1,453	0,331	1,829	0,262		Пойма	пилообразная
ПС	0,547	3,49	6,440	-0,047	0,000	1,080	пляж	
	0,523	1,40	1,377	-0,408	0,167		лагуна	пилообразная
	0,568	9,62	12,492	0,078	0		болото	чашеобразная
	0,527	26,770	0,758	0,354	0,090		Русловая отмель	блоковая
	0,492	9,920	8,090	-0,065	0,000	0,984	Боковое русло	чашеобразная
	0,434	22,27	4,907	-0,157	0,092	1,560	Русловая отмель	колоколовидная
	0,513	9,047	4,481	0,006	0,108	0,853	Дельтовый распределительный канал	воронковидная
	0,509	4,228	1,174	0,552	0,155		Пойма	пилообразная

Как можно видеть из таблицы, практически каждой фации соответствует определенная форма каротажных кривых ПС и ГК, отражая различный характер распределением зернистости по разрезу (Рисунки 3.6—3.13).

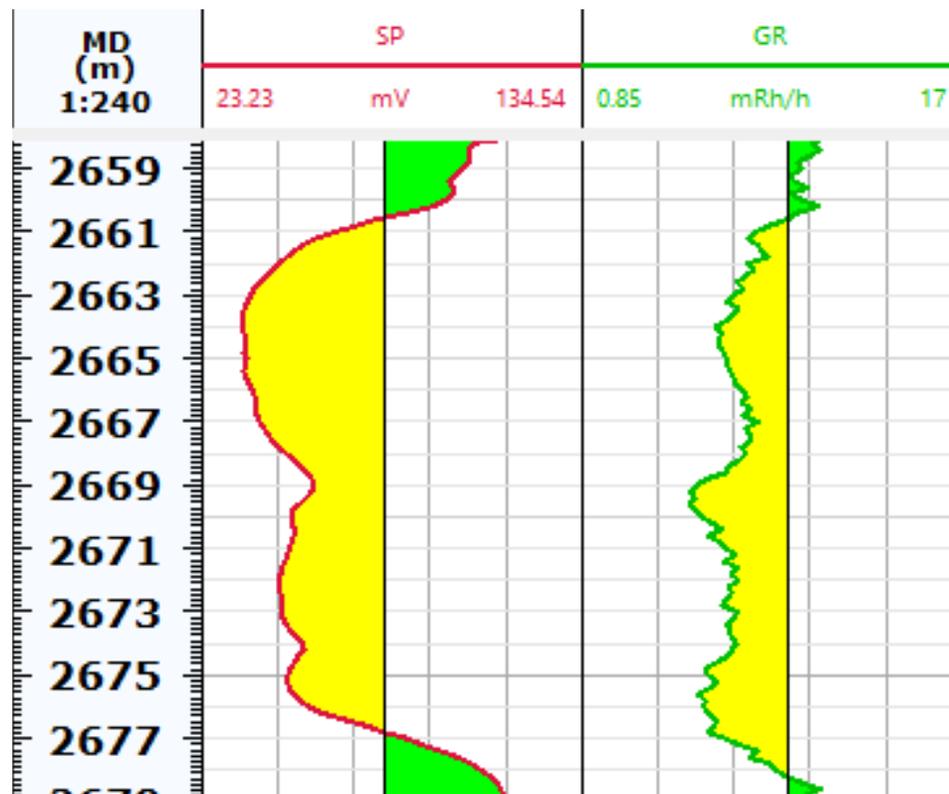


Рисунок 3.6 – Блоковая форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации русловой отмели меандрирующей реки

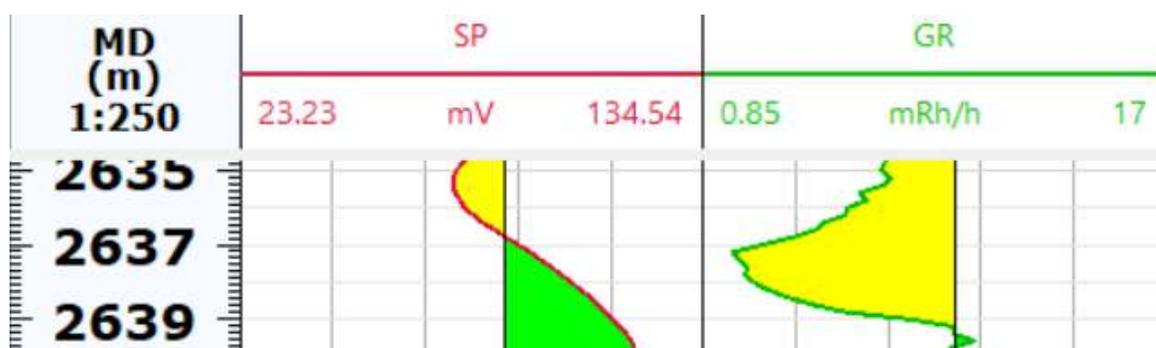


Рисунок 3.7 – Чашеобразная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации приморского болота

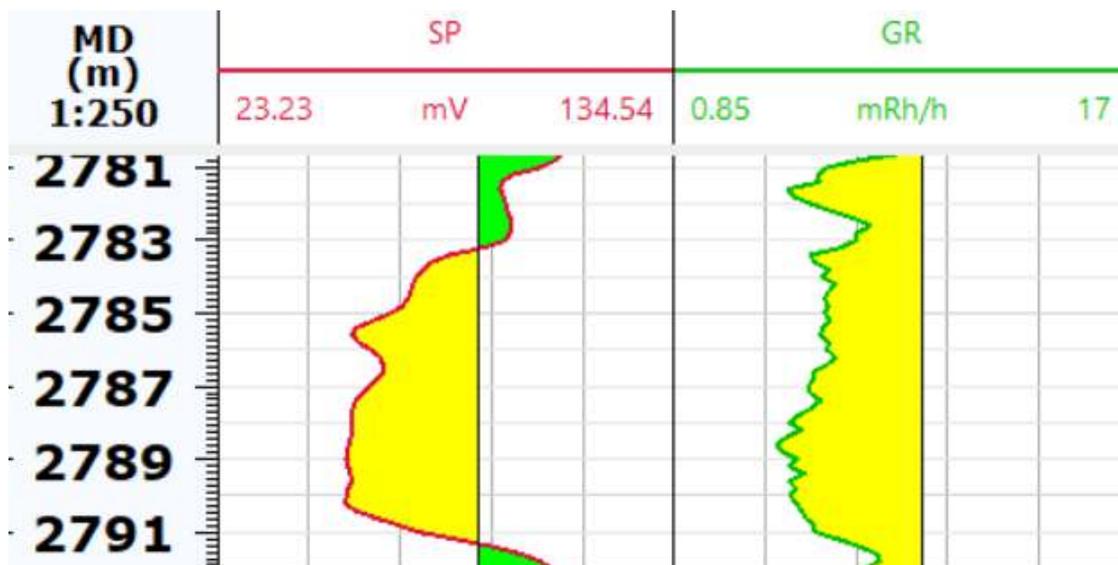


Рисунок 3.8 – Колоколовидная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации русловой отмели меандрирующей реки

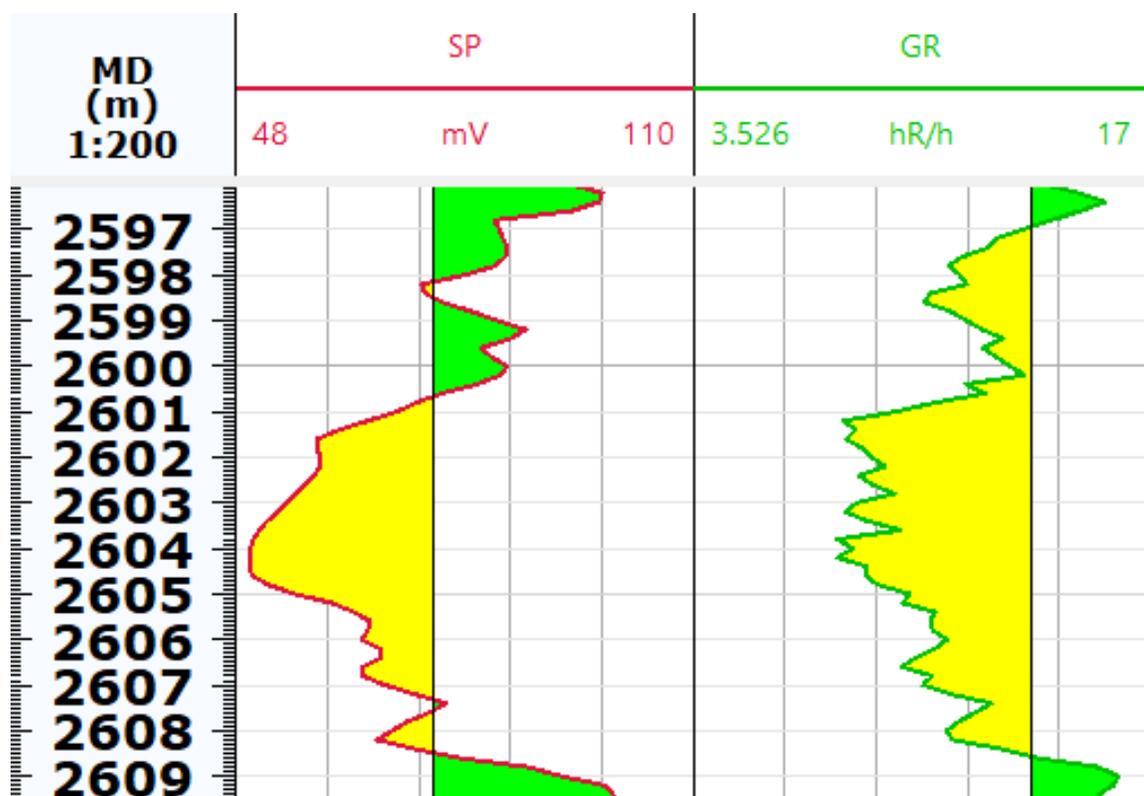


Рисунок 3.9 – Воронковидная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации дельтового распределительного канала

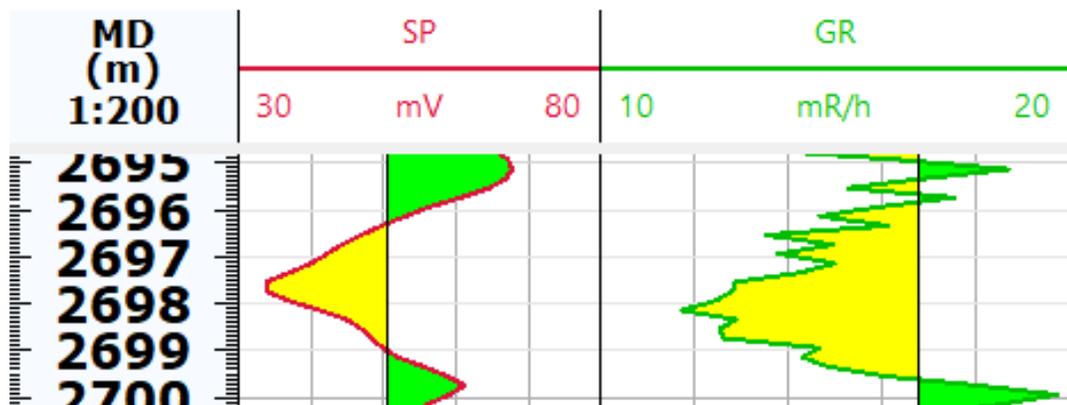


Рисунок 3.10 – Чашеобразная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации бокового русла меандрирующей реки



Рисунок 3.11 – Чашеобразная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации переходной зоны пляжа

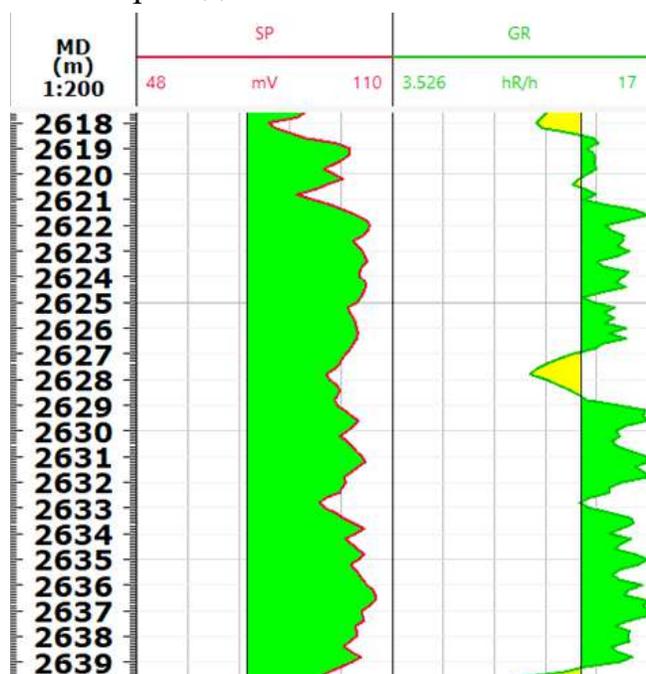


Рисунок 3.12 – Пилообразная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации речной поймы

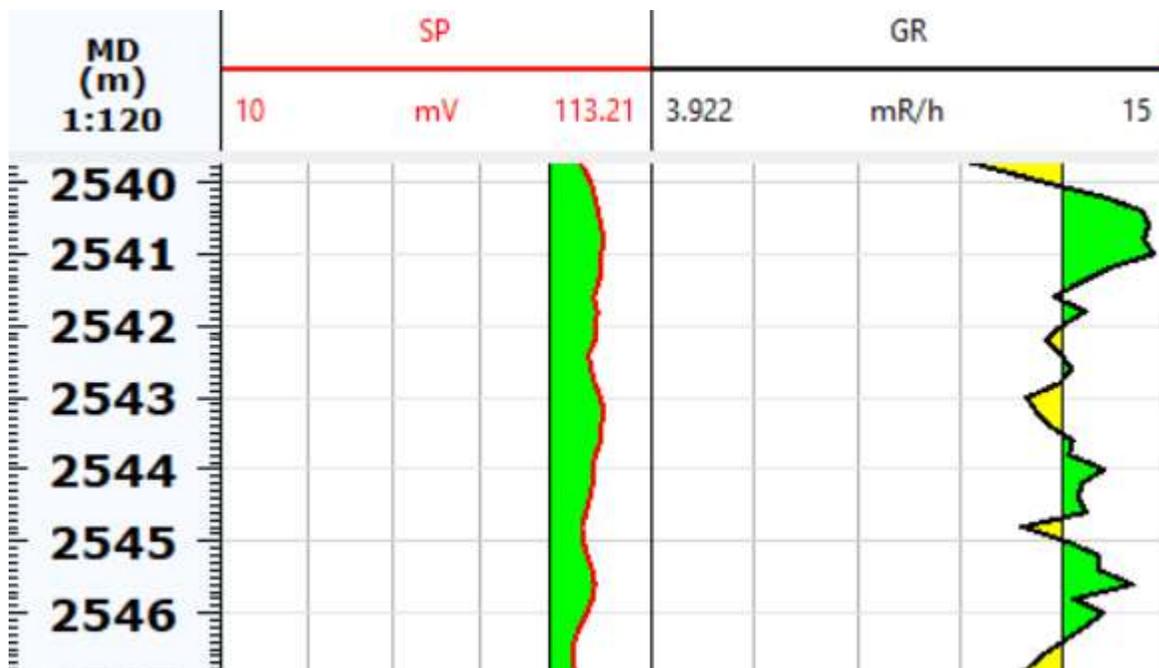


Рисунок 3.13 – Пилообразная форма кривых ПС и ГК, соответствующая фации забаровой лагуны

На Рисунке 3.14 для сравнения показано распределение величин рассчитанных статистических параметров для электрофаций русловой отмели, характеризующейся колоколовидной формой кривой ГК, и дельтового распределительного канала, для которого сигнал имеет воронкообразную форму.

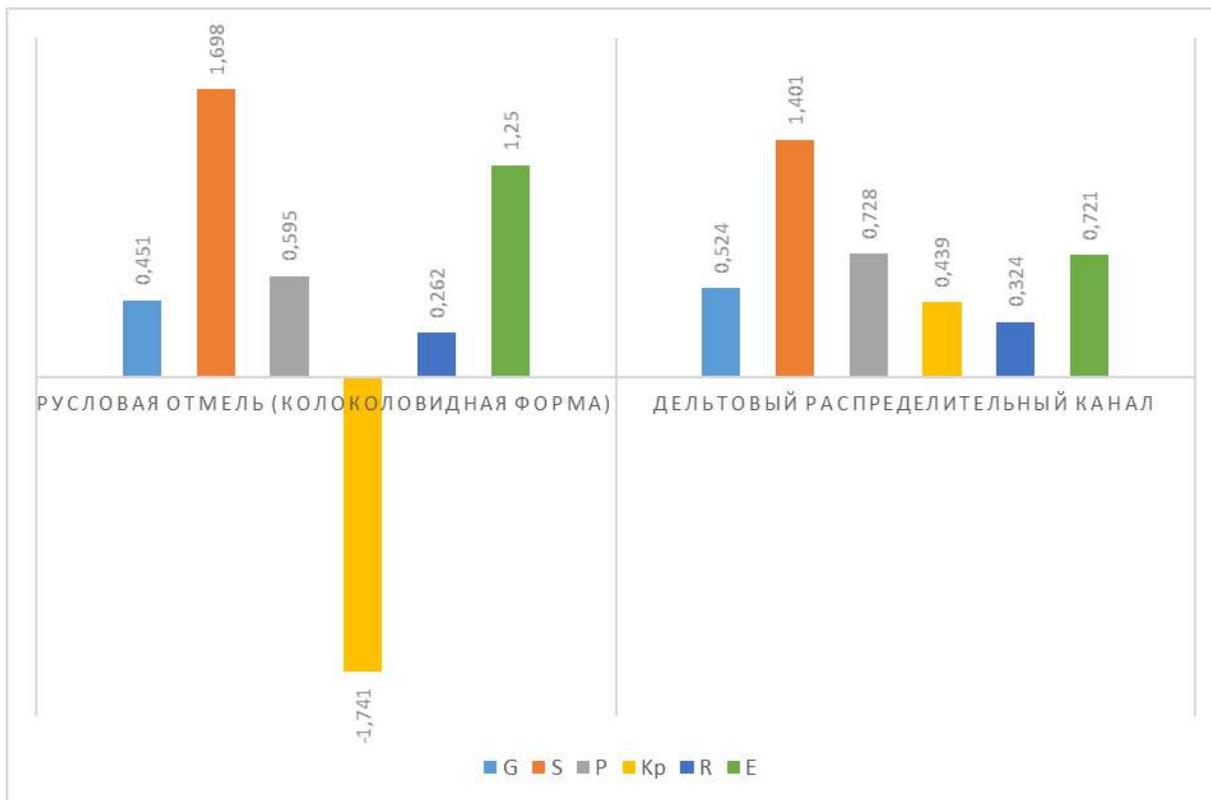


Рисунок 3.14 - Параметры G, S, P, Kp, R, E для фаций русловой отмели и дельтового распределительного канала, рассчитанные для кривой ГК

Данные электрофации наиболее явно отличимы друг от друга по параметрам G, Kp и E. Для фации русловой отмели $G = 0.451$, $Kp = -1.741$ и $E = 1.25$, что характеризует форму каротажной кривой как колоколовидную, в то время как для дельтовых распределительных каналов $G = 0.524$, $Kp = 0.439$ и $E = 0.721$, определяя воронковидную форму сигнала.

В то же время такие электрофации как, например, агтрадирующая русловая отмель и пойма, сложнее различимы между собой по математическим характеристикам (Рисунок 3.15).

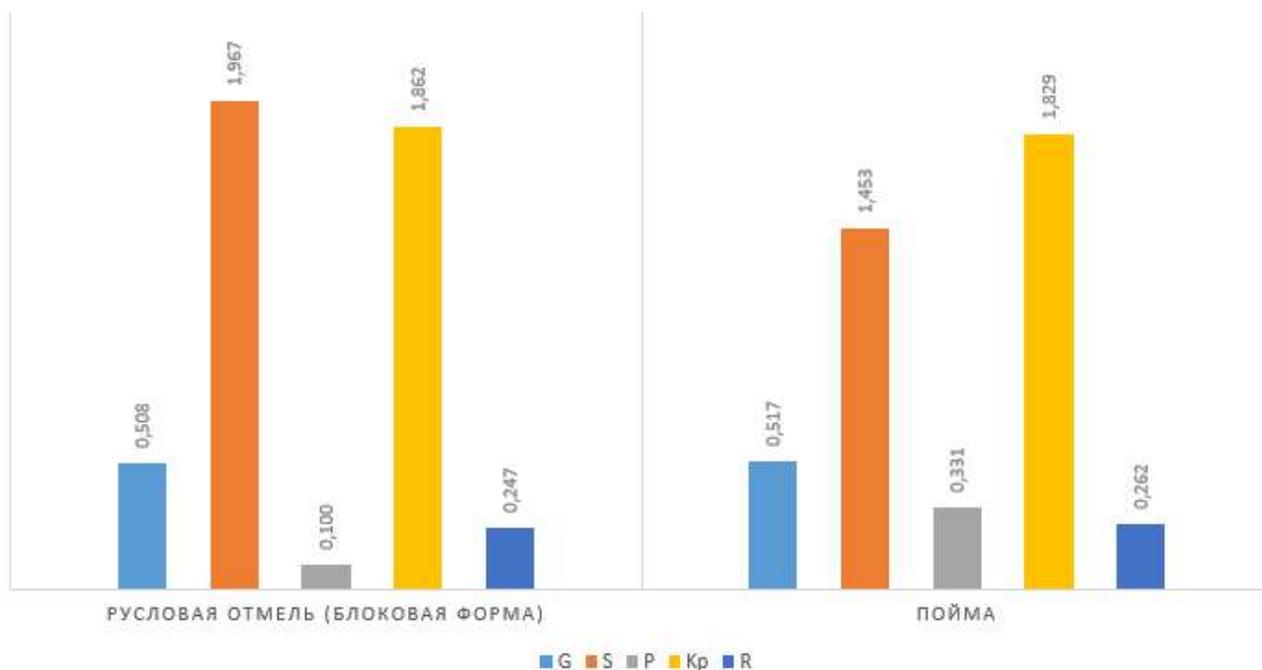


Рисунок 3.15 – Параметры G, S, P, Kp, R для фаций русловой отмели (блоковая форма) и поймы реки меандрирующего типа, рассчитанные для кривой ГК

Как видно из вышеприведенной диаграммы, значения параметра Kp, характеризующего наклон боковой линии каротажной кривой, наряду с величиной G, практически равны для обеих фаций. В данном случае их можно различить по параметрам P и S. Так, фации русловой отмели выделяются по более низким значениям параметра P, отражающим меньшую литологическую изменчивость, и повышенным (относительно поймы) значениям параметра S, указывающим на лучшую сортировку материала.

В общем и целом, по результатам анализа полученных параметров можно сделать вывод, что фации пляжей, болот и боковых русел меандрирующей реки выделяются по относительно высоким значениям P и низким значениями S, что объясняется скачкообразным изменением амплитуд на небольших вертикальных интервалах, причем параметр S в данном случае не стоит трактовать как параметр сортировки зерен породы, так как мощность интервалов недостаточна для подобных выводов.

Параметр K_p в целом имеет положительные значения для фаций речной поймы и русловых отмелей меандрирующей реки (блоковая форма сигнала) и резко отрицательные для фаций речных отмелей (колоколовидная форма сигнала) и забаровых лагун. Несмотря на то, что отложения поймы, лагун и речного русла по форме кривых ГИС визуально могут быть оценены как имеющие агградационный характер, в действительности они характеризуются слабым наклоном боковых линий, что отражает величина K_p .

Значения параметра G , рассчитанные по данным ПС и ГК, среди всех параметров имеют наиболее тесную корреляцию и в целом имеют значения меньше 0,5 для фаций агградирующего речного канала (колоколовидная форма кривых), примерно равные 0,5 для боковых русел и пойменных отложений, и больше 0,5 для фаций пляжа, лагун, приморских болот и дельтовых распределительных каналов, характеризуя их как ретроградационные.

Также на основании рассчитанных параметров был произведен кластерный анализ, позволивший выделить пять кластеров в выборке для метода ГК и четыре кластера для метода ПС (Рисунок 3.16).

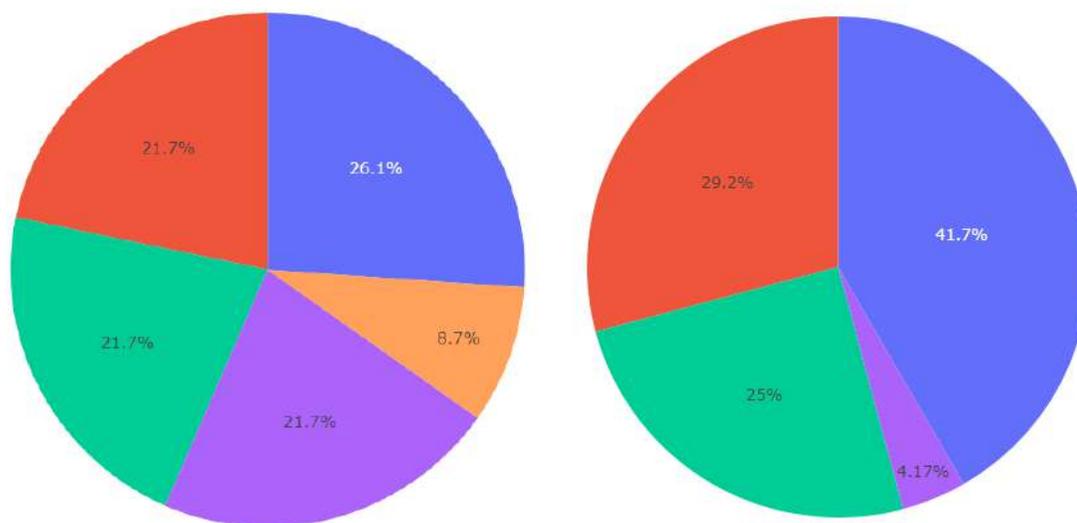


Рисунок 3.16 – Результаты кластеризации параметров, рассчитанных для методов ГК (а) и ПС (б). Значения внутри каждого сектора обозначают долю от общего количества данных в выборке.

Кластерный анализ представляет собой группу классификационных методов машинного обучения без учителя (unsupervised learning), суть которых заключается в выделении обособленных групп (кластеров) данных, различающихся друг от друга по каким-либо количественным признакам.

В рамках данной работы целью анализа было выявление групп признаков в пределах каждого параметра и определение тех параметров, которые наилучшим образом позволили бы предсказывать электрофации.

Анализ выполнялся при помощи алгоритма кластеризации методом k -средних, по принципу действия являющегося одним из наиболее простых. Действие данного метода основано на разбиении множества элементов векторного пространства на заведомо известное число кластеров k , при этом он стремится минимизировать квадрат расстояния между точками внутри каждого кластера.

Необходимость знания количества кластеров является одним из недостатков данного подхода, однако это можно осуществить с помощью эвристических приемов, таких как, например, метод локтя (elbow method). Суть его заключается в расчете функции потерь ϵ для нескольких значений величины k и построение графика обратной зависимости функции потерь от количества кластеров. График функции в этом случае будет представлять собой ломаную линию, где точка перелома, после которой дальнейший рост количества кластеров k не приводит к значительному уменьшению расстояния ϵ , может определять оптимальное число кластеров для конкретной выборки (Рисунок 3.17).

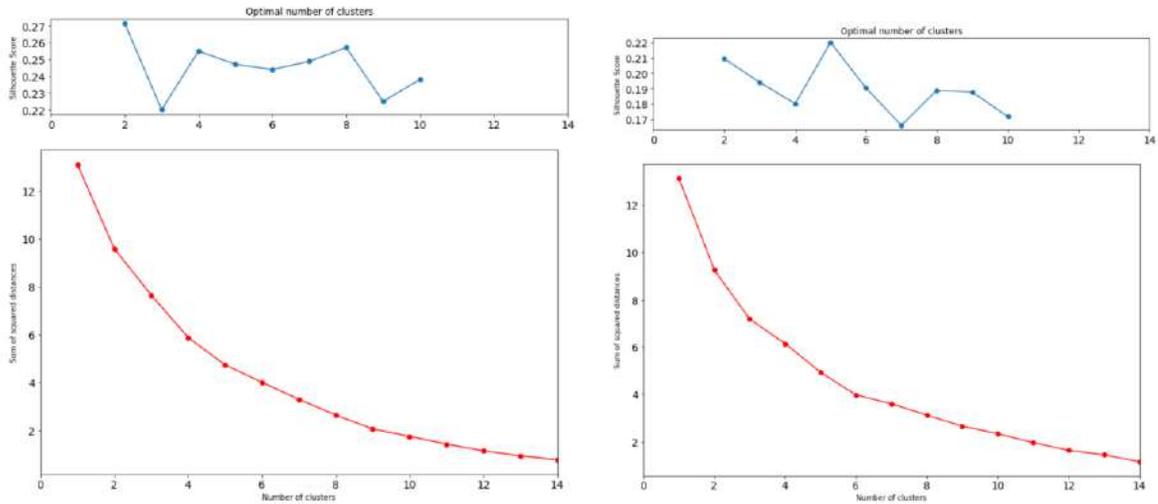


Рисунок 3.17 – Применение метода локтя для оценки количества кластеров по методу ГК (а) и ПС (б)

В данном случае число групп k было принято равным пяти.

Другим механизмом кластеризации, использованным в рамках настоящей работы, был алгоритм DBSCAN (Density-based spatial clustering of applications with noise), группирующий данные основываясь на плотности их расположения в пространстве, что позволяет работать с кластерами неправильной геометрической формы.

Алгоритм, однако, не показал удовлетворительных результатов, объединив все признаки в одну группу, как показано на Рисунке 3.18 (а) и (б).

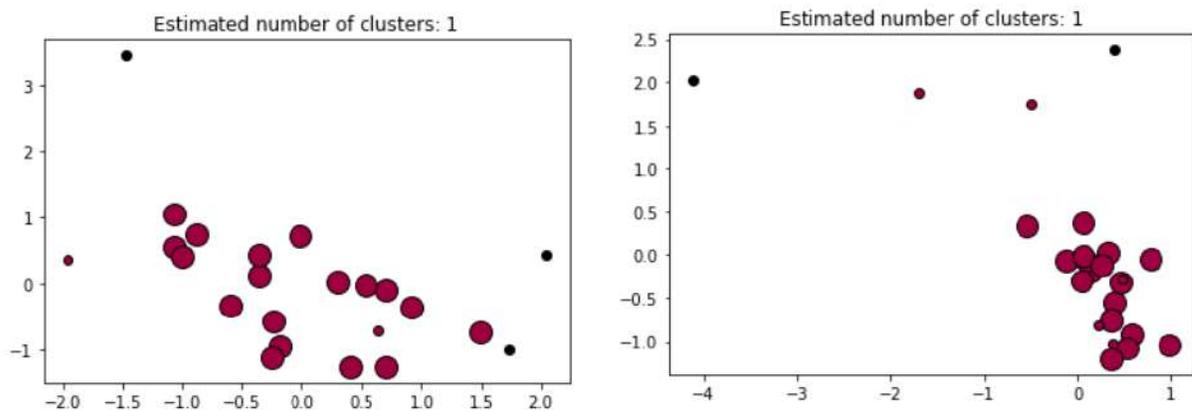


Рисунок 3.18 – Результаты кластеризации, выполненные с помощью алгоритма DBSCAN для ГК (а) и ПС (б). Красные точки – формируют кластер, черные точки – выбросы значений.

Еще одним инструментом кластерного анализа послужило построение графиков накопленного распределения групп данных для рассчитанных параметров (Рисунок 3.19).

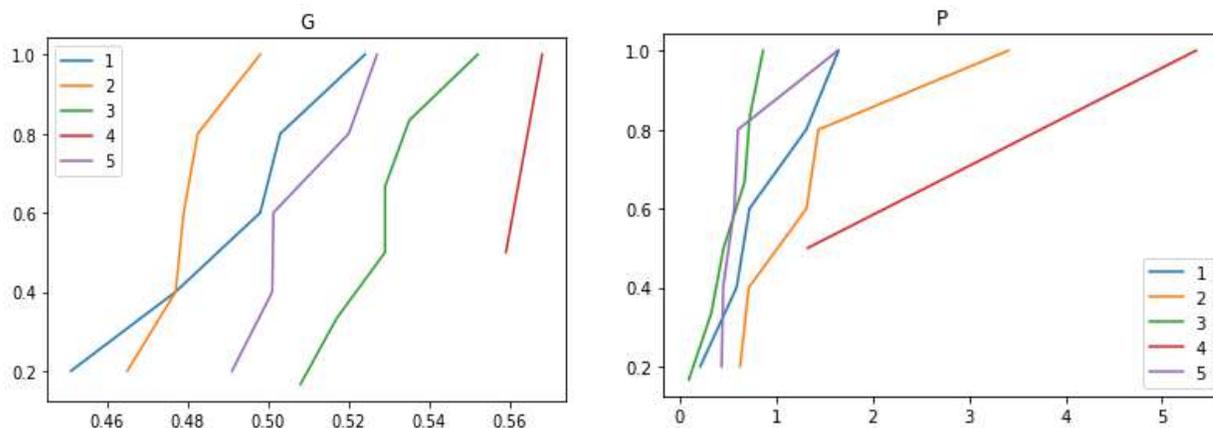


Рисунок 3.19 – Графики накопленного распределения вероятностей для параметров G (а) и P (б), рассчитанным по данным ГК

Из приведенных выше графиков можно видеть, что для параметра G, например, куммулятивные кривые, в целом, отображают различные для каждой группы распределения вероятности, в то время как для параметра P характерно их слияние, что говорит о неоднозначности выделения по данному признаку электрофаций.

На основании такого анализа было выявлено, что для метода ГК наиболее явно между собой различаются кластеры параметров G и S, в меньшей степени параметры R и Kp, в то время как для P и E характерна относительная схожесть значений от фации к фации, в связи с чем их выделение затруднено.

Для метода ПС из четырех определенных по методу k-средних кластеров один составляет 4,17% от общего количества данных, в связи с чем он не удовлетворяет условию вхождения в кластер (10%) и не может рассматриваться как отдельный признак. Накопленные распределения остальных трех кластеров наилучшим образом отличаются для параметров G, R и E, для параметров S и P наблюдается четкое различие лишь двух из них.

Таким образом, на основании анализа куммулятивных кривых распределения был сделан вывод, что параметры G и S , характеризующие форму каротажного сигнала, позволяют с наибольшей определенностью относить его к соответствующей фации.

Полученные параметры, как показал в своем исследовании Д. Ванг (2019), могут служить для достаточно уверенного прогнозирования как макро- так и микрофаций, при использовании, например, алгоритмов классификации машинного обучения. Среди таких алгоритмов можно выделить *метод опорных векторов* и *деревья решений*, зарекомендовавшие себя как относительно простые по принципу действия, но, тем не менее, надежные при решении геологических задач методы (Wang, 2019; Silva, 2020).

В силу ограниченного количества входных данных в настоящей работе подобные алгоритмы не применялись, однако результаты проведенного анализа могут в дальнейшем послужить основой для более детальных исследований в области фациального прогнозирования.

Также следует помнить, что в реальной практике форма каротажного сигнала, в силу влияния ряда различных факторов, может значительно отличаться от электрометрической модели, что будет давать некорректные значения статистических параметров и приводить к ошибочному определению той или иной фации при автоматической интерпретации данных ГИС.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономический менеджмент является неотъемлемой частью любого проекта и позволяет оценить финансовые расходы, связанные с его реализацией, а также оценить его прибыльность.

4.1. Оценка эффективности создания продукта

Как уже упоминалось ранее в настоящей работе, создание алгоритма автоматизированной интерпретации призвано, в первую очередь, сократить общее время проведения научно-технического исследования (НТИ). Если предположить, что временные затраты инженера-геофизика снизятся на 40% при использовании программного обеспечения на основе такого алгоритма, общая стоимость проекта будет на 44,4% ниже, чем без его использования (все расчеты приведены в Таблицах 4.1-4.5).

4.2. Цели и заинтересованные стороны

Целью проекта является эффективное и качественное выполнение научно-исследовательского проекта, при этом в качестве заинтересованных сторон выступают организация, инвестирующая в данное исследование, работники, непосредственно в него вовлеченные, а также государство, получающее налоговые отчисления от реализации проекта.

4.3. Расчет затрат на проведение научно-технического исследования

В рамках данного проекта рассчитывались операционные затраты, заключающиеся в аренде помещения и выплате сотрудникам ежемесячной заработной платы, капитальные затраты, связанные с приобретением

необходимой для работы техники и материалов, а также налоговые, амортизационные отчисления, плановые накопления и финансовый резерв на непредвиденные затраты.

Для выполнения данного проекта предусмотрено: наличие рабочего кабинета площадью 100 м², квалифицированного рабочего персонала для обработки данных ГИС и исследования керна, включающего 10 человек, а также персональные компьютеры, с расчетом один компьютер на человека.

Кроме того, предполагается наличие всей необходимой печатной техники, в числе которой лазерный принтер HP Laser 107w (8600 руб), Сканер CANON Canoscan LIDE400 (7590 руб) и плоттер HP DesignJet T630, для которых в необходимом количестве должны быть закуплены все необходимые расходные материалы: картриджи, тонеры и офисная бумага форматов А4 и А1. Также в перечень закупок включены шариковые и гелиевые автоматические ручки, простые карандаши, ластик, скрепки, папки для бумаг, мультифоры и пр., а также USB flash накопители для записи отчетов в электронном виде.

Сбор материалов для написания отчета будет проходить первоначально в архиве предприятия, занимающегося разработкой месторождения, параллельно будут анализироваться и обрабатываться данные, полученные при бурении скважин, в частности, будет проводиться анализ ГИС, изучение геологического разреза нового участка территории, для описания поднятого керна из скважин и для петрографического анализа шлифов будут использоваться услуги подрядчика – ООО «ТомскНИПИнефть».

Итогом работы будут являться построение карт, составление корреляционных схем, геологических разрезов исследуемой территории, и написание отчёта о проведённых работах, в котором должны быть изложены все данные о перспективности объекта на обнаружение ловушек нефти и газа.

Все расчеты затрат, необходимых для проведения научно-исследовательской работы, приведены в Таблицах 4.1-4.7.

Таблица 4.1 – Форма СМ1. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Наименование затрат	Объем, %	Полная сметная стоимость, тыс.руб.
Камеральные, картосоставительские, издательские, тематические и опытно-методические работы	67.7	5076,2
Накладные расходы	6.9	422,1
Плановые накопления	8.2	498,3
Резерв на непредвиденные затраты	2.9	214,6
НДС	20	1070,7
Всего по объекту		7301,9

Таблица 4.2 – Расчет сметной стоимости создания научно-технической продукции

№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, тыс.руб.
1	Затраты на оплату труда	3192,4
2	Единый социальный налог, 30%	830,024
3	Материальные затраты	43,64
4	Командировочные расходы	0
5	Амортизация основных средств	71,65
6	Услуги сторонних организаций	562
7	Расходы на арендную плату	780
8	Итого основные расходы	5510,8
9	Накладные расходы	442,1
10	Плановые накопления	498,3
11	Итого	6420,1

Таблица 4.3 – Расчет затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием научно-исследовательской продукции

Наименование должности сотрудника	Оклад, тыс.руб/мес.	Коэффициент начисления	Начисления в мес.	Количество человек	Число месяцев	Сумма, тыс.руб
Начальник отдела	55	0,15	63,25	1	4	253
Зам.начальника отдела	45	0,15	51,75	1	4	207
Ст.научный сотрудник	33	0,15	37,95	2	6	455,4
Мл.научный сотрудник	30	0,15	34,5	3	12	1242
Инженер	25	0,15	28,75	3	12	1035
Всего						3192,4
ЕСН, 26%						830,1
Средняя зарплата на человека, тыс.руб/мес.						19,68

Таблица 4.4 – Расчет стоимости материалов

№ п/п	Наименование материалов	Количество единиц, шт	Цена приобретения, руб	Стоимость, тыс.руб
1	Бумага для принтера А4	50	249	12,45
2	Бумага А1 Albeo Engineer	5	1157	5,79
3	Картридж	12	1290	15,48
4	USB flash-накопитель	15	345	5,18
5	Ручка шариковая	30	35	1,05
6	Карандаш простой	30	20	0,60
7	Папка для бумаги	15	25	0,38
8	Мультифора	10	101	1,01
9	Ластик	30	50	1,50
10	Скрепки	5	42	0,21
ИТОГО				43,64

Таблица 4.5 – Расчет затрат на амортизацию основных средств

Наименование основных средств	Количество, шт.	Балансовая стоимость единицы, руб.	Продолж. использ., мес.	Норматив годовых отчислений, %	Амортизационные отчисления, тыс.руб.
ПК ASER Aspire	10	29 990	12	20	59,98
Принтер	1	8600	12	20	1,72
Плоттер HP DesignJet Т630 24»		42 201		20	8,44
Сканер	1	7590	12	20	1,51
Итого	12		36		71,66

Таблица 4.6 – Перечень подрядных работ

№ п/п	Наименование предприятия-подрядчика	Наименование услуги	Сумма по смете субподрядчика, тыс.руб.
1	ООО «ТомскНИПИНефть»	Описание керна	262
		Описание шлифов	300
Итого			562

Таблица 4.7 – Расчет арендной платы

Назначения помещения	Численность персонала, человек	Площадь помещения, м2	Тариф за кв.метр, руб/мес.	Продолжительность работ, мес.	Сумма, тыс.руб.
Выполнение НИР	10	100	650	12	780

По результатам расчетов было определена общая стоимость проекта в размере 7 301 900 рублей, из которых стоимость основных работ оценивается в 5 076 200 руб., 1 070 700 руб. идет в уплату налога на добавленную стоимость

(НДС), а сумма накладных расходов составляет 442 100 руб. При этом в резервный фонд и на плановые накопления уходит в сумме 712 900 рублей.

Если предположить, что внедрение алгоритма автоматизированной обработки, созданного на основе результатов настоящего исследования, сократит время проведения интерпретационных работ на 40%, то затраты на проведение НТР составят 3 569 530 рублей, что снизит расходы на 44,4%.

Глава 5. Социальная ответственность

5.1. Нормы освещенности

Одним из важнейших факторов при работе в закрытых помещениях является его освещенность, нормы которой установлены в строительных нормах и правилах (СНиП 23-05-95). В документе перечислены все требования, предъявляемые к освещенности: естественной, искусственной. Федеральный документ необходимо учитывать для старых, вновь создаваемых рабочих мест, а также при их перепланировке.

В санитарно-эпидемиологических нормах и правилах (СанПиН) указаны основные гигиенические требования по субъектам хозяйствования. Данный документ представляет собой государственные подзаконные нормативные правовые акты с описаниями и требованиями безопасных и безвредных для человека, популяции людей и потомков факторов среды обитания и их оптимальных и безопасных количественных параметров с целью сохранения здоровья и нормальной жизнедеятельности.

Ответственность работодателя за нарушения регулируется Трудовым, Административным и Уголовным кодексом. Уголовная ответственность может наступить, если недостаточная освещённость создала угрозу для жизни.

Освещенность, по определению, есть количество лучей света, попадающих на участок определённой площади, и обычно измеряется в люксах [лк]. Если говорить о рабочем месте, то уровень освещённости измеряется для помещения в целом или для его определённого участка (стола сотрудника). ГОСТ устанавливает уровни освещённости, которые допустимы для определённых профессий. Для измерения используется люксметр.

Освещенность по локализации делится на два типа:

- **Общее** – предполагает равномерное освещение помещения без наличия темных или более светлых зон. Присутствие только такого освещения

обычно наблюдается в зонах, где рабочий процесс осуществляется неполное время;

- Местное – локальная подсветка помогает дополнительно осветить определенные рабочие зоны: компьютерный стол, технику и станки. Оно предполагает установку различных осветительных приборов в непосредственной близости от рабочего места.

Использование исключительно локального освещения недопустимо согласно нормам, поскольку в помещении неизбежно будут присутствовать перепады освещенности – от глубокого затемнения до яркого, что вызовет проблемы со зрением у работников.

По типу источника освещение делится на естественное и искусственное. Естественное освещение создается прямыми солнечными лучами, а также путем диффузного рассеяния лучей от небосвода. Человеческий глаз наиболее к нему приспособлен, однако такой тип освещения зависит от времени суток и года, что является его основным недостатком.

Естественный свет в пределах помещения делится на несколько видов:

- верхний (свет проникает через проемы на участках с перепадами высот дома);
- боковой (свет попадает через окна наружных стен);
- комбинированный (сочетание двух предыдущих видов).

Расположение и количество окон в здании должно проектироваться, согласно азимутальному положению и с учетом зоны светового климата, в которой находится объект (Рисунок 5.1).

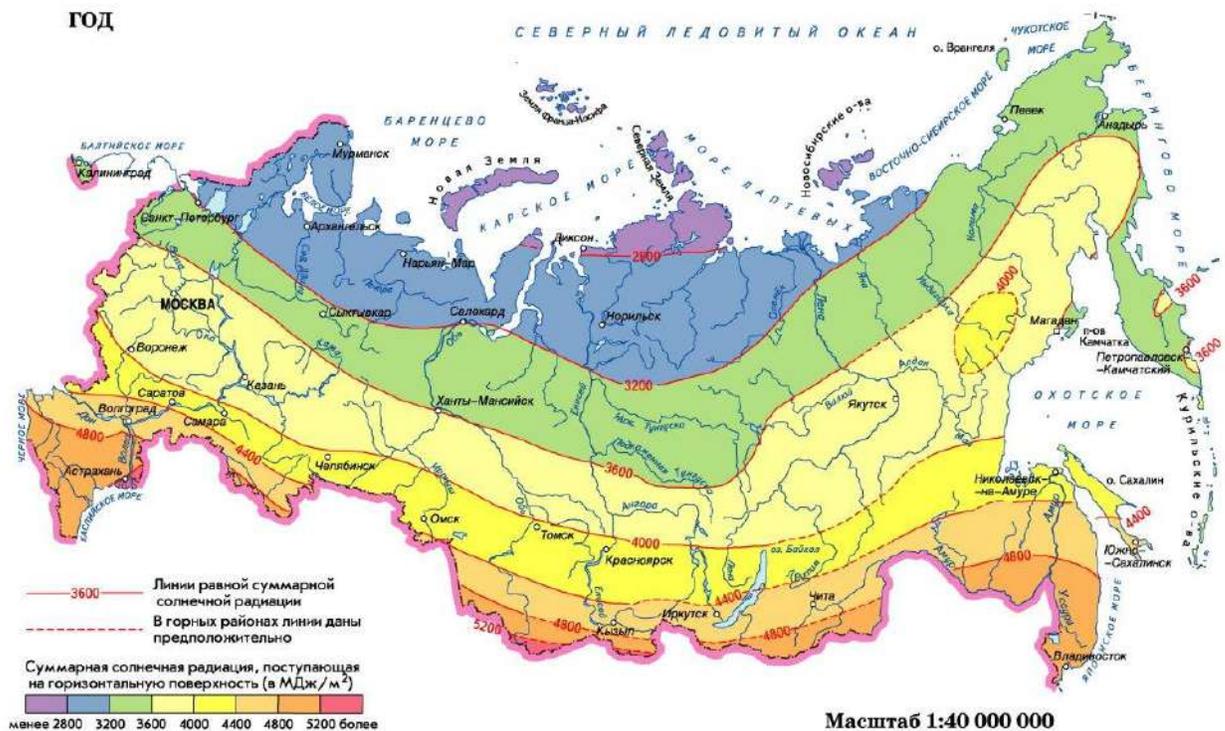


Рисунок 5.1– Карта световых климатических зон Российской Федерации (<https://www.botanichka.ru>)

Искусственное освещение создается, когда естественного недостаточно для нормальной работы в помещении, при этом используют лампы, светильники, торшеры, бра и прочие электроприборы.

На практике, однако, применяют смешанное освещение.

Общие требования к освещению, указанные в ряде нормативных документов, можно обобщить как:

- освещенность достаточна для каждого человека;
- работник может регулировать освещение — направлять свет в нужную сторону, менять его интенсивность;
- кроме искусственного света обязательно присутствует естественный;
- все светильники на потолке, стенах должны быть приглушенного цвета, лампочки не вызывают зрительного дискомфорта.

Очевидно, что недостаточная освещенность помещения при работе человека за бумагами или монитором компьютера может вызывать усталость глаз, снижение зрения и головные боли. Подобные эффекты, с другой стороны, могут быть обусловлены слишком высокой освещенностью. Также уровень освещенности может влиять на психологическое состояние, а именно общее настроение работника и его режимы сна и бодрствования.

Исходя из вышесказанного, СанПиН 23-05-95 предъявляет ряд требований к освещенности рабочего места в закрытом помещении. К нормативным показателям световой среды, согласно документу, относятся:

- средняя освещенность на рабочей поверхности;
- коэффициент пульсации освещенности;
- объединенный показатель дискомфорта;
- коэффициент естественной освещенности;
- контраст объекта и фона;
- коэффициенты отражения поверхностей;
- равномерность;
- светильники должны иметь матовое стекло – это делает свет менее слепящим;
- цветопередача лампы.

Средняя освещенность на рабочей поверхности является отношением светового потока, падающего на элемент поверхности, к площади этого элемента, определяется в люксах (лк). Условной рабочей поверхностью является условно принятая горизонтальная поверхность, расположенная на высоте 1,2 м от пола, что соответствует линии зрения сидящего человека. Высота установки светильников над уровнем расчетной плоскости должна составлять 2м (Рисунок 5.2).

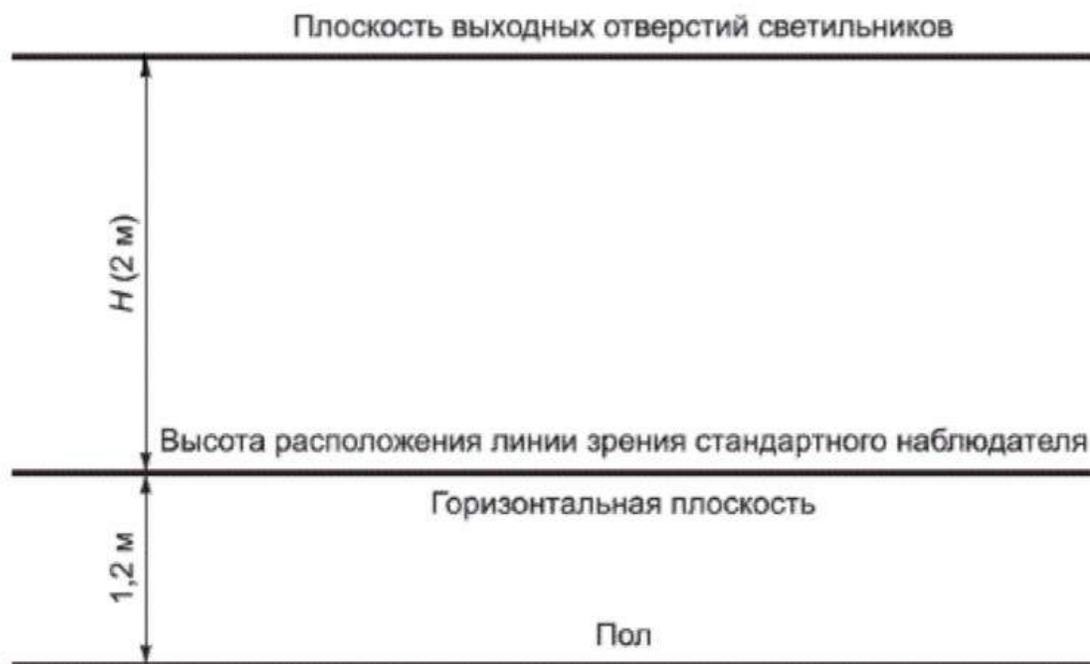


Рисунок 5.2– Размеры стандартного модуля в разрезе (ГОСТ Р 54943-2012 Здания и сооружения)

При этом норма освещенности для рабочего места должна быть не менее 300 Лк. Яркость рабочего места определяется как отношение силы света к площади светящейся поверхности и измеряется в канделах на квадратный метр или в нитах ($1 \text{ [кд/м}^2\text{]} = 1 \text{ нт}$).

Вариативность величины яркости рабочего места колеблется в достаточно широких пределах, но не должна превышать 2000 кд/м^2 , как показано в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Нормы допустимой яркости для площадей

Площадь рабочей поверхности, м^2	Наибольшая допустимая яркость, кд/м^2
Менее 0,0001	2000
0,0001 – 0,001	1500
0,001 – 0,01	1000
0,01 – 0,1	750
Более 0,1	500

Как можно заметить, при увеличении площади рабочей поверхности рекомендуемая яркость освещения снижается.

Коэффициент пульсации освещенности является критерием оценки относительной глубины колебаний освещенности в результате изменения во времени светового потока источников света при питании их переменным током, выражающийся формулой (5.1):

$$K_{\text{п}} = \left(\frac{E_{\text{макс}} - E_{\text{мин}}}{2 * E_{\text{ср}}} \right) * 100\% \quad (5.1)$$

где $E_{\text{макс}}$ и $E_{\text{мин}}$ - максимальное и минимальное значения освещенности за период ее колебания, лк; $E_{\text{ср}}$ - среднее значение освещенности за тот же период, лк.

Коэффициент пульсации освещенности от общего искусственного освещения не должен превышать нормативных значений, регламентируемых в зависимости от функционального назначения помещения. В качестве порогового значения коэффициента пульсаций задается 15-20% (СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»), а при работе с ПЭВМ не должен превышать 5% (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»). Для снижения пульсации рекомендуется использование светодиодных ламп.

Объединенный показатель дискомфорта (URG) является критерием оценки дискомфортной блескости, вызывающей неприятные ощущения при неравномерном распределении яркостей в поле зрения, определяемым по формуле (5.2):

$$URG = 8 \lg \left[\frac{0.25}{L_a} * \sum_{i=1}^N \frac{L_i^2 * \omega_i}{P_i^2} \right] \quad (5.2)$$

где L_i – габаритная яркость источника, кд/м²; ω – телесный угол светящихся частей источника, стер; p_i - индекс позиции источника относительно линии зрения; L_a - яркость адаптации (фона), кд/м².

Объединенный показатель дискомфорта UGR связан с показателем дискомфорта М по формуле (5.3):

$$UGR = 16 \lg(M) - 4,8 \quad (5.3)$$

где М - показатель дискомфорта.

Объединенный показатель дискомфорта UGR рассчитывается инженерным методом с помощью программных средств на основе фотометрических данных светильников и расположения их в помещении, не имеет инструментальных методов контроля.

Объединенный показатель дискомфорта оценивается только при наличии жалоб работающих на наличие посторонних ярких источников света в поле зрения.

Коэффициент естественной освещенности (КЕО) является отношением естественной освещенности, создаваемой в расчетной точке заданной плоскости внутри помещения светом неба (непосредственным или после отражений), к одновременному значению наружной горизонтальной освещенности, создаваемой светом полностью открытого небосвода, выражается в процентах - формула (5.4).

$$КЕО = \frac{E_m}{E_n} * 100\% \quad (5.4)$$

где E_m – естественная освещенность в точке М внутри помещения, E_n – наружная освещенность на горизонтальной поверхности.

Помещение, в котором коэффициент естественной освещенности в точке нормирования ниже нормированного значения для естественного освещения классифицируется как помещения с недостаточным естественным светом. Для офисных помещений $КЕО = 0,8 - 1\%$.

Следует учитывать, что на естественную освещенность влияет географическое расположение региона работ, в частности, его принадлежность

к то или иной группе светового климата, а также ориентация окон по отношению к сторонам света.

Контраст объекта различения с фоном K является отношением абсолютной величины разности между яркостью объекта и фона к яркости фона и рассчитывается по формуле (5.5):

$$K = \frac{L_{\phi} - L_o}{L_{\phi}} \quad (5.5)$$

где L_{ϕ} , L_o – значения яркости фона и объекта, соответственно выраженные в кд/м².

Контраст объекта различения с фоном считается большим при K более 0,5; средним - при K от 0,2 до 0,5; малым - при K менее 0,2.

Отражение от поверхностей – еще один важный показатель при организации рабочего места. Коэффициент отражения поверхности означает способность основания отражать падающий световой поток. Он равен отношению света, отраженного от поверхности, к общему падающему световому потоку. Такие коэффициенты давно рассчитаны (в зависимости от материала цифры могут варьироваться):

- пол — 0,2-0,4;
- стены — 0,5-0,8;
- потолок — 0,7-0,9;
- стол, рабочая поверхность — 0,2-0,7.

Равномерность – основные светильники на потолке должны располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга, как показано на Рисунке 5.3.

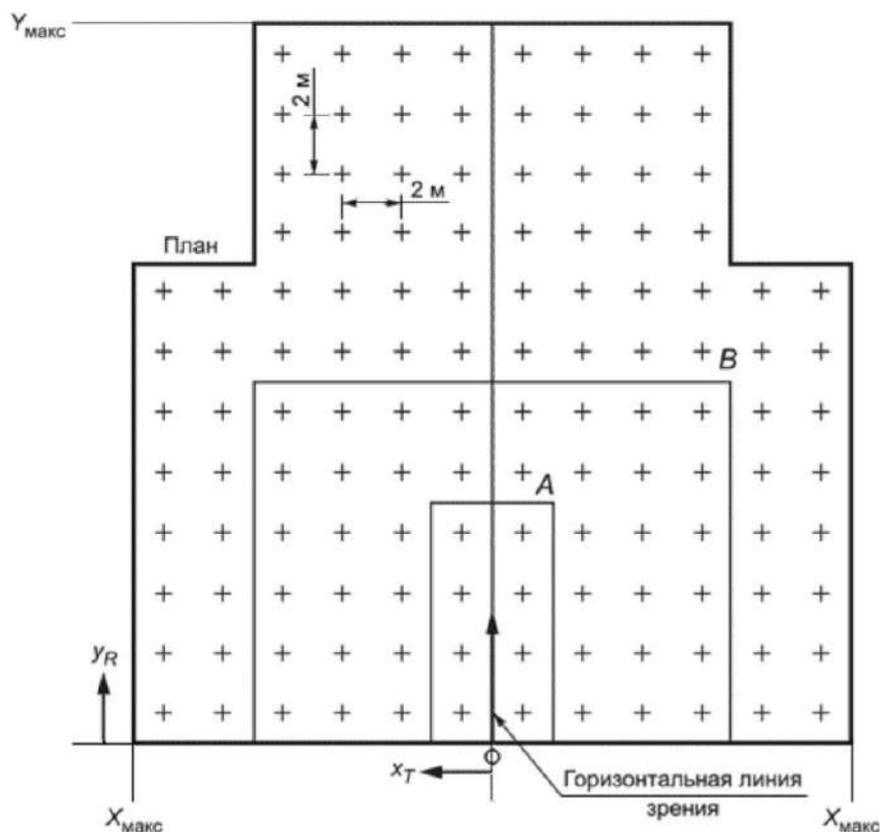


Рисунок 5.3 – Схема стандартного расположения светильников в помещении (ГОСТ Р 54943-2012 «Здания и сооружения»)

Цветопередача – характеризует влияние спектрального состава источника света на зрительное восприятие цветных объектов, сознательно или бессознательно сравниваемое с восприятием тех же объектов, освещенных стандартным источником света.

Для определения степени цветопередачи лампы используется показатель цветовой температуры. По определению цветовая температура это температура черного тела, при которой излучение имеет ту же цветность, что и излучение рассматриваемого объекта. Чем она ниже, тем ближе цвет лампы к естественному солнечному цвету. Коррелированная цветовая температура является характеристикой цветности излучения. При T_c (К) менее 3 300 цветность излучения теплая; от 3 300 до 5 300 - средняя; свыше 5 300 –

холодная. Оптимальный показатель для работы – 4000К, для отдыха – 2000-3000К.

При проектировании помещений без естественного освещения с размещением в них рабочих мест необходимо предусматривать:

а) использование в осветительных установках общего и местного освещения источников света с коррелированной цветовой температурой от 2400 К до 6500 К;

б) повышение нормируемой освещенности для соответствующего разряда зрительных работ на одну ступень по шкале освещенности.

5.2. Превышение уровней шума

Шум - один из наиболее распространенных вредных факторов при бурении скважин и производстве опытно-фильтрационных работ.

Источниками формирования шума и вибрации могут быть буровая установка, погружной электрический насос, работающие машины и механизмы.

Длительное воздействие шума на организм человека приводит к следующим последствиям шумовой болезни: снижается производительность труда: ослабляет память, внимание, острота зрения и чувствительность к предупредительным сигналам; снижается чувствительность слуха. Звуки большой силы, уровень которых превышает 120–130 ДБА (уровень шума, замеренный по шкале Ашумомера или эквивалентный уровень шума) вызывают болевое ощущение и повреждения в слуховом аппарате (акустическая травма). Разрыв барабанных перепонки в органах слуха человека происходит под воздействие шума, уровень звукового давления которого составляет примерно 186 ДБА.

Методы защиты от шума делятся на коллективные и индивидуальные. Основные мероприятия:

- замена металлических соударяющихся деталей на неметаллические;

- правильная планировка и расположение оборудования (оборудование с шумным производством должно располагаться с подветренной стороны и на достаточном для снижения уровня интенсивности шума расстоянии);
- правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе);
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники, шлемофоны и др.).

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий.	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, ДБА
	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий.	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, ДБА
	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.3. Превышение уровня электромагнитных излучений

При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда вредных производственных факторов: электромагнитных полей, красного и ионизирующего излучений, статического электричества и др. Они не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей. На пользователей ПЭВМ и ВДТ постоянно воздействуют опасные и вредные производственные факторы: повышенная ионизация воздуха, повышенный уровень статического электричества, электрических излучений, повышенная напряженность электрического поля, повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации (ГОСТ 12 0 003 74).

Ионизирующее излучение вызывает в организме цепочку обратимых и необратимых изменений. В результате чего нарушаются процессы, замедляется и прекращается рост тканей, возникают новые химические соединения, не свойственные организму. Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: лучевая болезнь и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни.

Система стандартов по технике безопасности (ГОСТ 12.1.006-84) предусматривает для защиты персонала от повышенного уровня электромагнитного излучения следующие способы и средства:

- уменьшение напряженности и плотности потока энергии электрического поля посредством использования согласованных нагрузок и поглотителей мощности;
- удаление рабочего места от источника излучения.

Площадь на одно рабочее место с ПЭВМ должна составлять не менее 6 м^2 , а объем – не менее 24 м^3 . Экран монитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-800 мм.

Ионизация воздуха в рабочем помещении регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, согласно которому доза рентгеновского излучения на расстояние 0,05 м от экрана ПЭВМ не должна превышать 0,1 м бэр/час (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

Допустимые значения параметров неионизированного электромагнитного излучения представлены в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимые значения параметров неионизированного электромагнитного излучения.

Наименование параметра	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см от монитора	10 В/м
Напряженность электростатического поля	Не более 10 кВ/м
Плотность магнитного потока в диапазоне частот: 5 Гц – 2 кГц; 2 – 400 кГц	Не более 250 нТл Не более 25 нТл

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут привлечь или повлекли за собой жертвы, ущерб здоровью или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);

- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В основу классификации, утвержденной Правительством РФ, чрезвычайные ситуации классифицируются в зависимости от количества пострадавших людей, или людей у которых нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границ распространения поражающих факторов. Это локальные, местные, территориальные, региональные и федеральные чрезвычайные ситуации.

Пожар – неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:93

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов;
- открытый огонь и искры;
- токсичные продукты сгорания;
- дым;
- пониженное содержание кислорода в воздухе;
- взрывы и др. Причинами возникновения пожаров являются:
- неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования;
- неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей;
- разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов;
- недостатки в строительных конструкциях, сооружениях.

Территория организации постоянно должна содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства. Запрещается загромождать предметами и оборудованием проходы, коридоры, выходы и лестницы. Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении

выходов из здания. На видном месте у огнеопасных объектов должны быть вывешены плакаты предупреждения: "Огнеопасно, не курить!".

Помещение кабинета по степени пожароопасности относится к категории Д, определяемой на основе характеристики веществ и материалов, находящихся в помещении (согласно техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ), поскольку по определению содержит негорючие вещества в холодном состоянии («Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», 2008).

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. В качестве огнегасительных веществ для тушения пожаров применяются:

- порошковые составы (флюсы), песок для тушения нефти, металлов и их сплавов;
- углекислота твердая (в виде снега) – для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением.

На случай возникновения пожара должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации находящихся людей в производственном помещении через эвакуационные выходы.

Эвакуация проводится согласно плану эвакуации, который расположен непосредственно на щите. Во избежание пожаров и взрывов необходимо соблюдать нормы и правила пожарной и взрывной безопасности (ГОСТ 12.1.004-91, СНиП 21-01-97).

Заключение

Подводя итог настоящей работы можно сделать ряд выводов.

Во-первых, метод электрофациального анализа при правильном подходе служит в качестве достаточно надежного инструмента при выделении и картировании песчаных тел в терригенных коллекторах. Кроме того, он, зачастую, оказывается единственной возможностью восстановить условия седиментации в районах, где отбор керна по тем или иным причинам не проводился либо был произведен в ограниченном интервале, как в случае Киев-Ёганского месторождения.

Первая глава настоящей работы представляет собой результат анализа большого количества отечественных и зарубежных литературных источников и дает представление о становлении и развитии направления электрофациального анализа.

В специальной части работы представлен результат электрофациального анализа по данным ГИС и кернового материала с верхнеюрских пластов Киев-Ёганского нефтяного месторождения. Рассмотрены особенности поведения кривых гамма-каротажа и каротажа самопроизвольной поляризации, на основании чего была построена фациальная схема, наглядно демонстрирующая распределение континентальных речных и дельтовых отложений по площади месторождения в оксфордское время верхней юры, на момент формирования продуктивного песчаного пласта Ю₁².

В частности, применение математического подхода позволило установить ряд численных закономерностей, каждая из которых может интерпретироваться как показатель геологических и физических условий, в которых протекало формирование конкретной фации.

В Главе 4 дается экономическая оценка научно-исследовательского проекта с расчетом вероятных затрат на его проведение, включая налоговые

отчисления, и экономический эффект от внедрения алгоритма автоматизации на основе результатов данного исследования, что должно снизить стоимость проведения НТР на 44,4%.

В Главе 5 рассматриваются факторы, оказывающие влияние на работоспособность и здоровье работников в офисном помещении, среди которых освещение кабинета, допустимые уровни электромагнитного излучения и шумового воздействия на организм; приводятся рекомендации по проектированию элементов помещения, на основании нормативной документации. Также рассмотрены ситуации возникновения чрезвычайных ситуаций, таких как пожар, перечислены меры по предотвращению их возникновения.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 12 0 003 74. «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», 1974.
2. ГОСТ 12.1.003-83. «Шум. Общие требования безопасности», 1984.
3. ГОСТ 12.1.006-84. «Электромагнитные поля радиочастот», 1986.
4. ГОСТ 12.1.004-91. «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность», 1992.
5. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)», 1996.
6. СНиП 23-05-95. «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение», 1996.
7. СНиП 21-01-97. «Пожарная безопасность зданий и сооружений», 1998.
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы», 2003.
9. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности, 123-ФЗ, 2008.
10. ГОСТ Р 54943-2012. «Здания и сооружения. Метод определения показателя дискомфорта при искусственном освещении помещений», 2012.
11. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). – Екатеринбург, 2007.
12. Белозёров, В.Б., Даненберг, Е.Е., Ковалёва, Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений. – Новосибирск, 1984.

13. Белозёров, В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений / Томский политехнический университет, 2001

14. Ежова А.В., Цибульникова М.Р. Морские фации верхнеюрских терригенных отложений Нюрольской впадины // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1989. – с. 131-138.

15. Ежова, А.В. и др. Условия формирования средневерхнеюрских отложений восточной части Нюрольского осадочного бассейна / Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2001. — Т. 304, вып. 1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. — [С. 13-49].

16. Конторович, А.Э. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8, с. 972—1012

17. Меркулов, В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.

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

19. Муромцев В.С., Петрова Р.К. Методические приемы комплексного изучения песчаных тел на примере байосских отложений Южного Мангышлака/. Л., 1972 с. 177-185 /Тр. ВНИГРИ, вып. 311/.

20. Найданов, Ю.В.б Ростовцев, В.Н. Киев-Еганское месторождение нефти // Известия томского ордена Октябрьской революции и Ордена Трудового Красного Знамени политехнического института им. С.М. Кирова, 1976

21. Рейнек, Г.-Э., Сингх, И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков). – Пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – 439 с. Пер. изд.: ФРГ, США, 1975.
22. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра. - 1981.
23. Чернова Л. С. К вопросу о возможном выявлении перерывов в осадконакоплении литологическими методами. В кн.: Тектоника нефтегазоносных районов Западной Сибири. 1971, с. 120—123. (Тр. СНИИГГиМС, вып. 132).
24. Чернышев Н. И. Построение палеогеографических карт по данным электрокаротажа. – В кн.: Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений, Пермь, 1972, № 10, с. 129—133.
25. Чернышев, Н.И. Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений [Текст]: Сборник статей. - Пермь: [б. и.], 1959-. - 88 с.: ил.; 23 см. - (Ученые записки.../ Пермский гос. ун-т им. А. М. Горького).
26. Шилов, Г.Я., Джафаров И.С. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. – Москва: Информационный центр ВНИИгеосистем, 2001. – 394с., ил.
27. Эрвье, М.Ю. Палеогеографические условия формирования неокомских продуктивных горизонтов Нижне-Вартовского свода: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17. - Москва, 1974. - 178 с.
28. Allen, G.P., Coadou, A., Mercier, F. - Electrofacies analysis of clastic depositional systems/ A practical course on log-based sedimentological analysis of fluvial, deltaic, and coastal clastic reservoirs, June 1989.
29. Allen, J.R.L. Studies in fluvial sedimentation, a comparison of fining upwards cyclothemes with special reference to coarse member composition and interpretation / Journ. Sed. Petrology, 40. 298 – 323, 1970.

30. Ashrafa U. et al. Classification of reservoir facies using well log and 3D seismic attributes for prospect evaluation and field development: A case study of Sawan gas field, Pakistan, 2010.
31. Ballin, P.R., Faria, R.T., Becker, M.R., Carrasco, B.N. and Teineira, P.W. Reservoir studies in fluvial deposit: From outcrops to stochastic characterization and flow simulation. Proceeding of the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 30 August-3 September of 1997, Rio de Janeiro, Brazil, 1997
32. Bridge, J.S. Rivers and floodplains: forms, processes and sedimentary record, 2003.
33. Bristow, C.S., Myers, K.J. Detailed sedimentology and gamma-ray log characteristics of a Namurian deltaic succession I: Sedimentology and facies analysis / Geological Society, London, Special Publications 1989, v.41; p. 75-80.
34. Bristow, C.S., Myers, K.J. Detailed sedimentology and gamma-ray log characteristics of a Namurian deltaic succession II: Gamma ray logging / Geological Society, London, Special Publications, 41, 81-88, 1 January 1989.
35. Busch, D.A. Stratigraphic traps in sandstones – Exploration techniques. Amer. Assoc. Petroleum Geol., mem. 21, 1974.
36. Cant D.J. Subsurface facies analysis. In: Walker, R.G., James N.P., editors. Facies models, response to sea level changes; 1992. – p. 27-45. Geol. Assoc. Canada.
37. Chicheng Xu et al. Geological Attributes from Conventional Well Logs: Relating Rock Types to Depositional Facies in Deepwater Turbidite Reservoirs, 2013.
38. Chow, J. et al. Geophysical Well Log Study on the Paleoenvironment of the Hydrocarbon Producing Zones in the Erchungchi Formation, Hsinyin, SW Taiwan, 2010.
39. Conybear, C.E.B. Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies. Elsevier, Amsterdam, 1976.

40. Crosby, E.J., 1972. Classification of sedimentary environments / Soc. Econ. Pal. Min., Sp. Publ., №16 , p.1 – 11.
41. Dalrymple, M. Fluvial reservoir architecture in the Statfjord Formation (northern North Sea) augmented by outcrop analogue statistics. *Petrol. Geosci.*, 7, 2001. – p. 115-122.
42. Delescluse M., Rodriguez M. Facies classification from well logs using an inception convolutional network, June 2017
43. Doveton, J.H., Prensky, S.E. Geological Applications of Wireline Logs: a Synopsis of Developments and Trends / Originally published in 1992, *The Log Analyst*, v. 33, no. 3, p. 286-303.
44. Gressly, A. Geognostische Bemerkungen iiber den Jura der Kanton Bern, Aargau und Basel. – *N.J. Min., Geogn., Geol. U. Petrefacten*, 1838
45. Halotel J. Value of Geologically Derived Features in Machine Learning Facies Classification // *Mathematical Geosciences*, November 2019
46. Harms J.C. Stratigraphic Traps in a Valley Fill, Western Nebraska, 1966
47. Ketzer, J.M., Morad, E., Evans, R. and Al-Aasm, I.S. Distribution of diagenetic alterations in a sequence stratigraphic framework: Evidence from the mullaghmore sandstone formation (Carboniferous), NW Ireland. *J. Sediment. Res.*, 2002. – 72: p.760-774.
48. Martinius, A.W., Geelland, C.R., Arribas, J. Lithofacies characterization of fluvial sandstones from outcrop gamma-ray logs (Loranca Basin, Spain): the influence of provenance, 2002.
49. Miall A.D. Analysis of fluvial depositional systems // AAPG Fall Education Conference in Calgary, Canada, August 1981.
50. Momta, P.S., Odigi, M. I. Reconstruction of the Depositional Setting of Tortonian Sediments in the Yowi Field, Shallow Offshore Niger Delta, Using Wireline Logs / Department of Geology, University of Port Harcourt, Nigeria, February 2016.

51. Morrill D.C. - Concepts and methods of subsurface analysis: GL 501 Petroleum geology, Brouklin, 1988.
52. Myers, K.J. and C.S. Bristow, 1989. Detailed Sedimentology and Gamma-Ray Log Characteristics of a Namurian Deltaic Succession II: Gamma-ray Logging. In: Whateley, M.K.G. and K.T. Pickering (Eds.), Deltas: Sites and Traps for Fossil Fuels. Geological Society Special Publication, London, pp: 360, ISBN: 0903317982.
53. Nanz, R. H. Genesis of Oligocene sandstone reservoir, Seeligson Field, Jim Wells and Kleberg Counties, Texas. – Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 1954, vol. 38, p. 96—117.
54. Numair Ahmed Siddiqui, Mohamed Ali EL-Ghali, Abdul Hadi bin Abd Rahman, Abubakar Mijinyawa and Joel Ben-Awuah. Depositional Environment of Shallow-Marine Sandstones from Outcrop Gamma-Ray Logs, Belait Formation, Meragang Beach, Brunei Darussalam Department of Geoscience, Faculty of Geoscience and Petroleum Engineering, Universiti Teknologi PETRONAS, Perak, Malaysia Department of Petroleum Engineering, NED University of Engineering and Technology, Karachi, Pakistan Department of Earth Sciences, Sultan Qaboos University, Sultanate of Oman, 2013.
55. Pettijohn, F.J., Potter, P.E., Siever, R. Sand and sanstone / Springer-Verlag Berlin, 1972.
56. Pirson, S. J. Sedimentological studies by log curve shapes. – In: Geologic well log analysis. 1970, p. 36—58.
57. Potter, P.E. Sand bodies and sedimentary environments / AAPG Bull., 51, 1967.
58. Pringle, J. K., Westerman A.R. and Gardiner A.R., 2004. Virtual geological outcrops-fieldwork and analysis made less exhaustive? Geol. Today, 20(2): 64-69.
59. Reading, H.G. Sedimentary environments and facies / New York: Elsevier: sole distributors in U.S.A. and Canada, Elsevier North-Holland, 1978.

60. Rider, M.H. Gamma-ray log shape used as a facies indicator: critical analysis of an oversimplified methodology. In: Hurst A., Lovell M.A. and Morton A.C. (Eds.), Geological application of wireline logs. Geol. Soc. London Spec. Publ., no.48, 1990, p.27-37.
61. Rider, M.H. Geologic interpretation of well logs Whittles Publishing Services Geological application of wireline logs. In: In: Hurst, A., A.L., M., C.M., A. (Eds.), 48. Geol. Soc. London Spec. Publ., 1999, p. 27–37.
62. Rotimi, O., Adeyoye, T. Petrophysical Analysis and Sequence Stratigraphy Appraisal from Well logs of 'Bobo' field, South-Eastern, Niger Delta / Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences, May 2013.
63. Selley R.C. Concepts and methods of subsurface facies analysis: American Association of Petroleum Geologists Contin Educ Course Notes Ser 1978. – p. 9 – 82.
64. Selley, R.C. Elements of Petroleum Geology, 1985.
65. Serra, O. & Sulpice, L. Sedimentological analysis of shale-sandseries from well logs. SPWLA 16th Ann.Log. Symp. Trans., paper W., 1975.
66. Serra, O., Abbott, H.T., 1982. The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. In: Society of Petroleum Engineers Journal, p. 117–131.
67. Serra, O. Sedimentary Environments from Wireline Logs, 1985.
68. Silva J.C.M. Electrofacies classification using Supervised learning algorithms // First EAGE Machine Learning Conference Latin America, Ecuador, September 2020.
69. A. R. M. Towfiqul Islam, Shen Shuanghe, M. A. Islam, Md. Sultan-ul-Islam. Paleoenvironment of deposition of Miocene succession in well BK-10 of Bengal Basin using electrofacies and lithofacies modeling approaches, 2017.
70. Tran T.V. et al. Depositional Facies Prediction Using Artificial Intelligence to Improve Reservoir Characterization in a Mature Field of Nam Con Son Basin,

Offshore Vietnam // Offshore Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, November 2020.

71. Van Wagoner, J.C., R.M. Mitchum, K.M. Campion and V.D. Rahmanian. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in well Logs, Cores and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies. American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Ok., USA, 1990. – p. 55, ISBN: 0891816577.

72. Visher G. How to Distinguish Barrier Bar and Channel Sands. World Oil, Vol. 68, No. 6, 1969. – p. 106–108.

73. Walker, R.G., James, N.P. Facies models response to sea level change / Geological association of Canada, June 1992.

74. Wang, D. et al. Support Vector Machine Algorithm for Automatically Identifying Depositional Microfacies Using Well Logs, March 2019.

Приложение А
(справочное)

Using well logs for the purpose of facies prediction

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Чигаров Данил Ярославович		28.05.28.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		28.05.28.

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина А.Н.	к.филол.н.		28.05.28.

The first attempts of correlating facies and corresponding electrical response were made at the mid of last century.

Thus, R.G. Nanz uses SP log curves while studying the characteristics of paleodeltaic system deposits paying his attention to the change of the curve's shape depending on the rock mineral composition (Nanz, 1954).

In 1959 D.A. Bush publish the results of his studying of buried delta and its channels which were mapped using wireline electrical log data (Bush, 1959).

In 1966, J. K. Harms, who was engaged in the study of stratigraphic traps in Western Nebraska, USA, demonstrated the SP log curves corresponding to the sand bodies of the shallow marine and the river system (Harms, 1966).

Since the end of 50s of the last century using geophysical data for the purposes of litho-stratigraphic traps detection started to be quite popular and the sedimentary models describing quantitatively the geological formations by the log curve's shape have been named facies genetic log models. This approach implied that rocks physical properties reflected with the log signal are directly correlated with the mineral grain size which is in turn depended on the depositional settings (Shilov, Jafarov, 2001).

Such a correlation was first revealed by G. Visher in his research "Grain size distributions and depositional processes" where he using the grain size analysis method studied the mineral grains distribution for the sandstones of different genesis. During this study he proved the fact that the different facies can have similar grain size distribution. Although he did not meet the question of direct log curve shape applicability for the purposes of facies analysis his work, nevertheless, served as a petrophysical base for the further development of electrofacies approach.

In 1969 G. Visher demonstrated how the marine and continental sands can be distinguished using SP log curve.

Quite a large contribution was made by the researchers Harms, Cannon, Potter who set the number of criteria for the marine and continental facies recognition using the spontaneous potential log curve shape (Harms, 1966; Potter, 1967; Cannon).

In 1970 S.J. Pirson analyses curve shape of number of geophysical methods such as spontaneous potential, resistivity, induction logs for the bars, deltaic and turbidity fans deposits. In his work he gives a quantitative characteristic of the regression-transgression sequences intensity and suggests a contact types classification for the sandstones and shales based on the SP curve shape. Also he interprets the log curve deflection as an indicator for sea transgression and regression rates (Pirson, 1970).

In 1974 R.E. King publish the book where the number of authors put the achievements for all the previous years of investigations in searching for structural and lithological traps along with the main facies models of Site, Visher, Shelton, Potter and other authors. For the first time classification of the curve shapes for the clastic formations is given: cylindrical, triangle and combined, along with a technique for their areal correlation based on the log curve shape. The influence of porosity, grain size and clay minerals distribution on the log curve shape is studied as well (King, 1974).

C.G. Conybear summarized many studies results of sandbodies geomorphology and electrical characteristics collected for the previous years. In his work he gives detailed description of the sedimentary facies generation mechanisms and analyze the log curve shapes each of these facies related with (Conybear, 1996).

In the USSR such an approach got the rise in 1958 when N.I. Chernyshov studied electrical log application for the building of paleogeographic schemes of Permian carbonate formations in the Cis-Urals region basically using at the time resistivity log data [Chernyshov, 1958].

In 1971 R.K. Petrova, V.S. Muromtsev, T.G. Petrov publish the work in which described the use of mathematical processing for the lithological variance rate definition [Petrova, Muromtsev, Petrov, 1971].

Along with this research in the same year of 1971 L.S. Chernova developed the genetic models for several shallow-marine and continental facies using genetic SM Passeg's diagrams and cumulative probability curves. For the five of them (fluvial, deltaic planes, transition-deltaic, point bars) characteristic SP log curves were given.

In 1972-1973 the research of V.S. Muromtsev and R.K. Petrova is released demonstrating the methods of using SP curves for the purposes of detailed correlation of facially discontinuous productive sand bodies of Mangyshlak revealing the nature of their formation and distribution (Muromtsev, Petrova, 1973).

In 1974 the similar study has been carried by M.Y. Erviet for the oil bearing sand formations of Nyzhnevartovsk Arch. In his recommendations (1979), he shows the correlations between the relative amplitudes of the PS and some lithophysical parameters of sedimentary rocks (Erviet, 1979).

A great contribution to the development of this method was made by V. S. Muromtsev, who raised the problem of anticline hydrocarbon fields depletion and proposed the development of resistivity log data methods aimed at detecting non-anticline (stratigraphic) traps.

In his work "Electrometric geology of sand bodies-lithological traps of oil and gas" he says that his main goal is to create a model that would make it possible to conduct lithological-facies and paleogeographic reconstructions for the purpose of mapping and predicting traps of the lithological type using electric logging methods. At the same time, he hopes that the development of this model in the future will allow working with a minimum amount of core material, the use of which would be limited to the task of correcting the dependencies of the spontaneous polarization log curves and real lithology, and only at the initial stages of research [Muromtsev, 1984].

V.S. Muromtsev started the development of electrometric and sedimentological models on the Mangyshlak region not by chance, since there, within the area of the Zhetybai-Uzen tectonic stage, productive Jurassic strata were drilled and exposed to the surface in the form of outcrops, which, according to the author, presented "...a rare opportunity to study in all details the morphology, material composition, structural and textural features, modes of occurrence, facies changes and spatial placement of sand bodies of alluvial, coastal-marine and deltaic (transition) genesis".

The methods developed were applied in the other fields with the similar lithology and genesis: lower Carboniferous deposits of the Middle Volga region and lower Cretaceous clastic rocks of the Western Siberia. The fluvial, deltaic and shallow marine sediments were defined for the first region while for the second area sand bodies and their pinching-out zones were mapped.

The Muromtsev's electrofacial model suggests not only the qualitative log curve characteristic using the log curve shape but also the statistical methods application in order to obtain a quantitative estimation of the clastic formation properties.

Thus, the author applied a correlation analysis for twelve parameters including the content of clay and sand fractions, the median and maximum diameters of mineral grains, the porosity and permeability coefficients, the relative amplitude of the SP values and the sorting coefficient. He found that:

- Particle-size parameters related to the hydrodynamics of the sedimentation environment are closely correlated with each other;
- The relative amplitude of the SP is correlated with the portion of the sand fraction;
- The median and maximum grain diameters also have a good correlation.

Also, based on the correlation plot of alpha SP vs the grain diameter, Muromtsev identified five zones different by their hydrodynamic activity,

distinguishing them by the values of alpha SP and taking $\alpha_{SP}=0.5$ as the borderline between sand and clay deposits. The zones identified are represented in the Table 1.

Table 1 - The correlation of alpha SP values and hydrodynamic levels of environment

<i>Group</i>	<i>Alpha SP</i>	<i>Level of hydrodynamic activity</i>	<i>Sediments</i>
5	Less than 0,4	Very low	Pellite fraction
4	0,2 – 0,4	Low	Silt/Shaly silt
3	0,4 – 0,6	Medium	Sandy- silty – shaly material
2	0,6 – 0,8	High	Fine sand
1	0,8 – 1,0	Very high	Medium to coarse sand

For the possibility of implementing mathematical calculations, the author suggests approximation the SP curves shape with simple geometric figures and their combinations, and also introduces the concept of top, bottom and lateral lines that limit these geometric figures and determine the nature of contacts and the sediment grain size distribution over the vertical section of geologic formation.

As for the use of gamma-ray log curves, the author does not consider their interpretation justified in view of the significant time costs and low efficiency, and suggests their use only if it is necessary to clarify the structure of the geological section.

The technique of facies interpretation using radioactivity log data (gamma ray log curves) is rarely considered as a separate approach and usually merged with the electrofacial analysis due to the similar behavior of GR and SP curves. Nevertheless, this method is based on a completely different physical nature which allows (or even obliges) to distinguish it as a separate tool for the tasks of facies analysis.

In 1977, J. R. Parker proposed the use of genetic models of gamma-ray logging to dissect deep-sea turbidite fans deposits. In view of the fact that both deep-water and shallow-water deposits can be characterized by a single shape of the gamma-ray

curve, the author notes that such an analysis without involving the core material use should be carried out with caution (Parker, 1977).

M. Rider and D. Laurie (1979) suggest the use of all possible geophysical logging methods, including the dipmeter. Comparing these data with each other and with the core data would help to create an improved genetic model applicable to wells with no core or cuttings (Rider, Laurie, 1979).

Since 1980 O. Serra published a number of papers in which he demonstrated the use of radiometric analysis data to identify different sedimentation environments. Together with L. S. Sulpice, he first defines the five main motifs of the gamma-ray logging curve: bell-shaped, funnel-shaped, box-shaped (smooth and jagged), and egg-shaped (Serra & Sulpice, 1980).

The author follows the recommendations proposed by M. Rider and D. Laurie, considering electrofacies as a result of interpretation not only of SP or GR logs, but adding a number of complementary geophysical methods, such as neutron, density gamma-ray logging, etc., which, according to him, leads to an increase in the spectrum of rock characteristics and a decrease in uncertainty and errors in interpretation (Rider, Laurie, 1979; Serra & Sulpice, 1980).

Based on the statement that the rock can be defined as electrofacies (using the shape of the curves) and lithofacies (by determining the mineralogical composition), Serra suggests the use the Schlumberger's product LITHO, while presenting electrofacies as an n -dimensional hypervolume, in which the number of measurements n is equal to the number of logging methods performed.

In particular, the use of the dipmeter data processed using the GEODIP program as part of the innovative at the time HDT device, allowed to reconstruct the pattern of paleocurrents and the direction of material transportation. The selection of lithotypes based on the content of certain radioactive elements, such as thorium, potassium, and uranium, allowed them to be linked to specific sedimentation conditions.

Thus, he associated the fraction of potassium in the rock with its chemical maturity, and the Th/K ratio along with the content of thorium radioactive isotope correlated with the content of organic matter.

C. S. Bristow and K. J. Myers (1989) presented a paper where they stated the relationship between sedimentary facie and the behavior of the GR curve on the upper carboniferous outcrops of Yorkshire (Bristow and Myers, 1989).

In 1992, D. J. Cant in his work “Subsurface facies analysis” emphasizes the analysis of the gamma-ray log curve as a separate type of interpretation, explaining this with such nuances as:

- diagenetic shaliness, which creates an additional radioactive background within the reservoir rock;
- potassium-rich shales (kaolinite) are more radioactive than, for example, montmorillonite or chlorite;
- the presence of mica, feldspars and other radioactive minerals in the reservoir sandstone overestimates its total radioactivity, therefore, different lithology can give the same response;
- the radioactivity of shales increases with the increase in their compaction;
- the response of the device to the presence of clay minerals is not linear.

Since presence of radioactive minerals in sandy formation can greatly distort the real situation D.J. Cant suggests calibrating logging tools on a known lithology in order to reduce the error value and setting the lower and upper limit of radioactivity intrinsic to a particular section.

Also, due to the non-linear response of the gamma ray counter, he recommends that a cut-off line be drawn between the shales and the sandstones at a distance of 30% from the clay line.

For the purposes of lithofacial analysis, the author identifies five characteristic log motifs of SP and GR (Figure 1):

- cylindrical (pure composition rock);

- funnel-shaped (coarsening of grain size from the bottom to the top, sharp bottom contact);
- bell-shaped (grain size fining from the bottom to the top, sharp top contact);
- symmetrical (coarsening and then fining of material, the top and bottom contacts are blurred);
- irregular (a mixture of shale and sand material, a jagged shape of the curve).

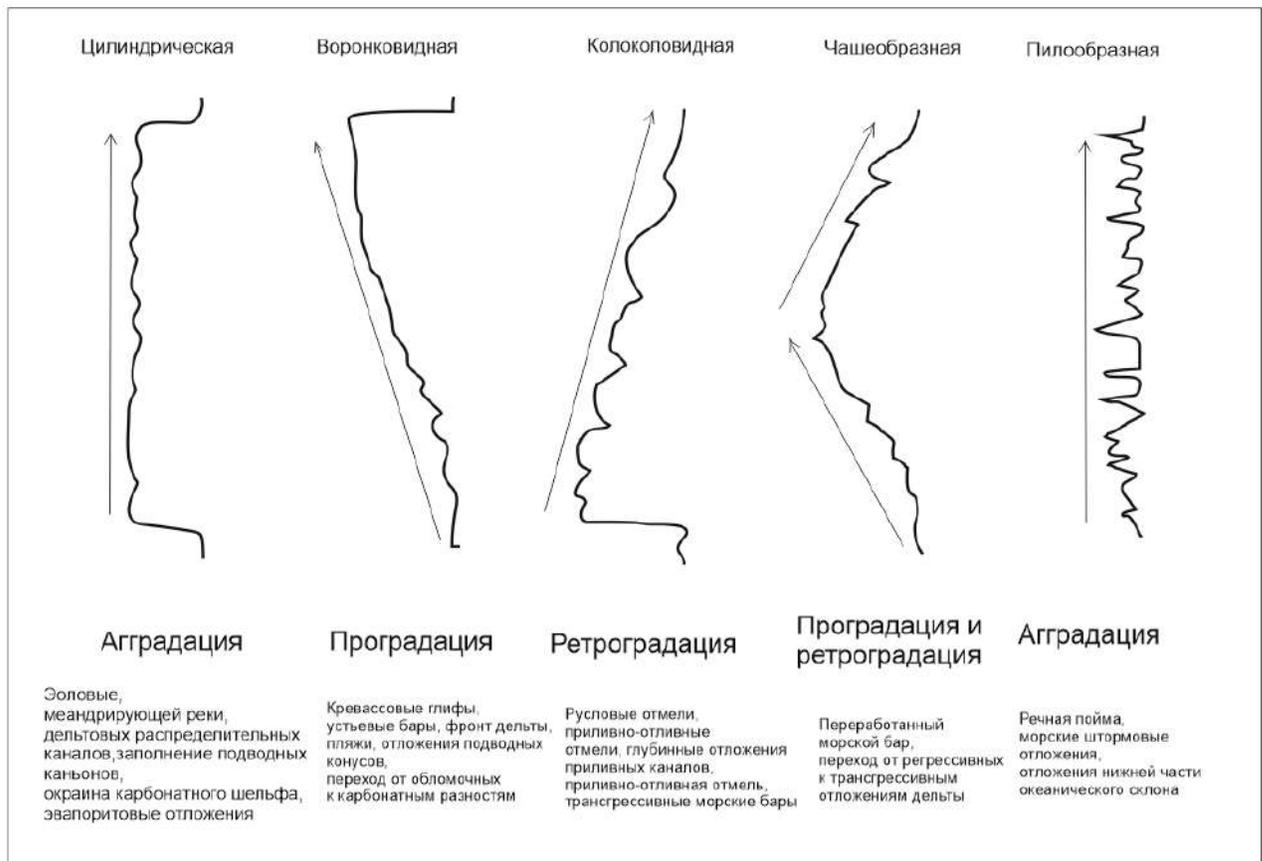


Figure 1 – Characteristic log motifs defined by D.J. Cant (1992). Figure is taken from C.G. Kendall, 2003.

Also he emphasizes that similar log motifs may be resulted from the different facies response, including overlapping ones, and that the final result should be based on the analysis of combined logs set along with the core or/and cuttings samples.

Later, R. Selley (1985, 1998) proposed an approach based on the correlation of anomalies in the gamma-ray curves with the presence of glauconite grains, shell

detritus and mica in the geological section (core) affecting the overall radioactive background, which improves the quality of interpretation in complex clastic formations (Selley, 1985, 1998).

As mentioned above, each characteristic curve of gamma-ray log can correspond to several different sedimentation environments, however, each of these environments often contains unique markers (minerals), which can significantly reduce the search range.

Thus, Chow et al (2005), due to the lack of core data, basing on the approach described by Selley and a number of other researchers, reconstructs the depositional environment in the Erchungchi basin, Taiwan. With only the gamma-ray log diagrams and the knowledge that the section contains carbonate detritus, he determined by the method of deduction that the sediments are related to the delta system and its subaqueous channels, and also identified four sedimentary facies (Chow et al, 2005).

In the next years, many researchers around the world have successfully used electrofacial analysis to reconstruct ancient sedimentation environments.

Thus, S. Ghazi (2010), based on the methods described above, in particular, taking as a basis the characteristic curves proposed by D.J. Cant, identifies six electrofacies corresponding to the system of the meandering river and its oxbow lakes, in one of the fields of Pakistan (Ghazi, 2010).

Also, over the years, a number of researchers have been studying the response of gamma-ray log on outcrops, where the possibility of determining a particular facies, due to the larger scale, is more favorable than from core samples.

In addition, this kind of studies provides a better understanding of the principles of subsurface geological correlation and serve as an auxiliary tool for the purposes of sequence stratigraphy (Van Wagoner et al., 1990; Ketzer et al., 2002) and geological 3D modeling (Ballin et al., 1997; Dalrymple, 2001; Pringle et al., 2004).

Thus, A.V. Martinius (2002), using one of the methods of spectral gamma-ray logging (NGS), studies the behavior of the GR curve and the content of radioactive

isotopes on the outcrop of river sandstones in one of the geological basins of Spain, where identifies five different lithofacies (Figure 2).

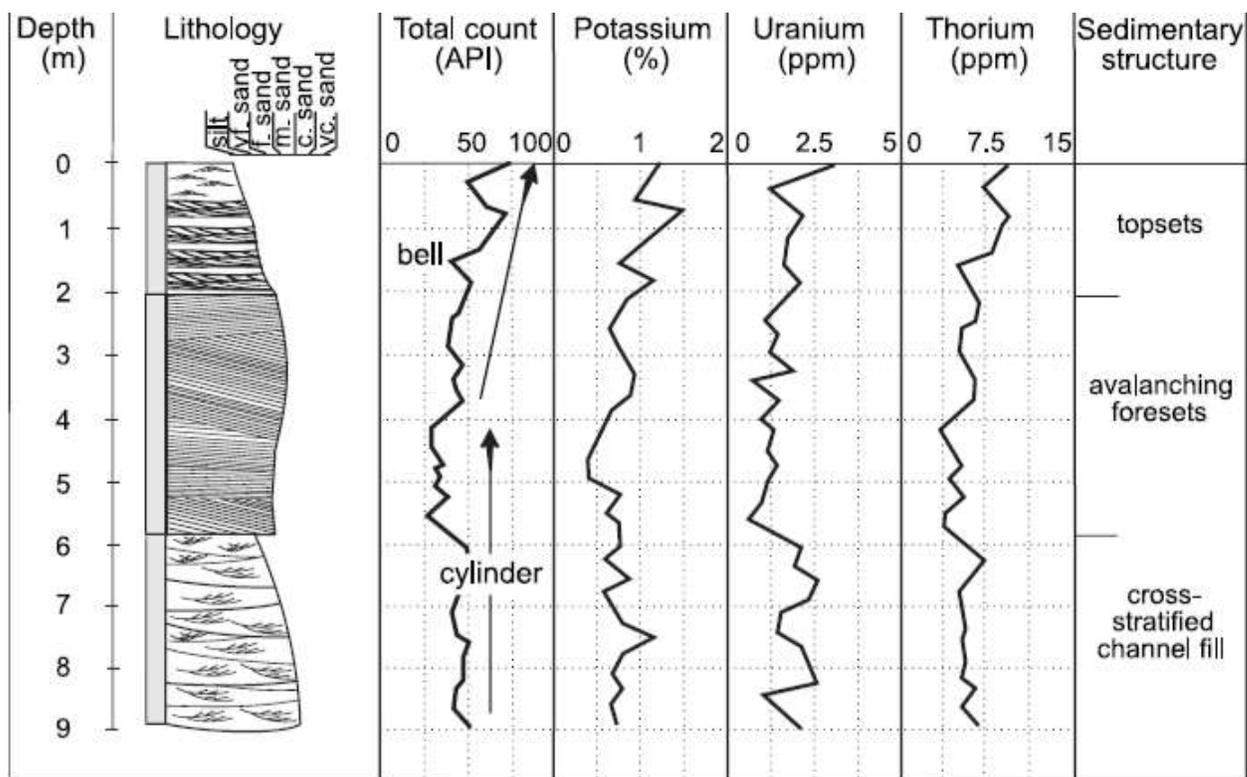


Figure 2 – NGS curves used by A.V. Martinius et al (2002)

In his work along with aforementioned method he applies the cluster analysis technique based on the use of statistical characteristics of the measured radioactivity parameters which, in fact, allows for applying the spectrometric gamma-log data to identify flow units and assessment of sand reservoirs heterogeneity.

The author also pays special attention to the fact that extrapolation of the results of this study to the reservoir conditions is associated with a decrease in the adequacy/accuracy of the data obtained, and therefore recommends calibrating the gamma-ray logging device for each sedimentation system (Allard W. Martinius et al, 2002).

In 2013, A. S. Numair et al. carried a similar study on one of the outcrops of Brunei represented by the shelf tidal zone facies, for each of which describing the characteristic features of the gamma-ray log curve behavior (Numair et al, 2013).