

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

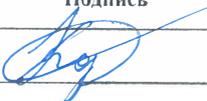
**Оптимизация определения фильтрационно-емкостных свойств
 коллекторов при подсчете запасов (на примере Онтонигайского
 нефтяного месторождения)**

УДК 552.578.2.061.4-026.564.3(571.16)

Студент

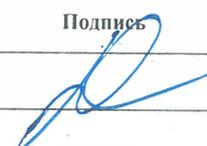
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Федотченко Филипп Сергеевич		14.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	К.Г.-М.Н.		14.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		14.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		14.06.2021

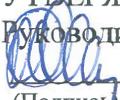
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		14.06.2021

Томск – 2021 г.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 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	Федотченко Филипп Сергеевич

Тема работы:

Оптимизация определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при подсчете запасов (на примере Онтонигайского нефтяного месторождения)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2021 г. № 120-1/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Петрофизические параметры, записанные каротажными инструментами в 10 скважинах и описание вынесенного керна в 10 скважинах. Геологическое описание Онтонигайского нефтяного месторождения</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Введение 1. Литературный обзор по проблеме определения литолого-фациальной зональности терригенного коллектора 2. Геологическая характеристика месторождения 3. Подбор базовых констант</i>

	4. Расчетная часть 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение
Перечень графических материалов	Общее количество графического материала – 58 рисунков: графики зависимости пористости от проницаемости и пористости от водонасыщенности; графики зависимости параметра пористости от пористости; графики зависимости параметра нефтенасыщенности от водонасыщенности; кросс-плоты ГИС-керна для пористости, проницаемости, водонасыщенности; геологические разрезы пластов Ю ₁ ¹ и Ю ₁ ⁰ ; планшеты результатов интерпретации опорных скважин
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Белозеров В.Б., профессор, д.г.-м.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Метод определения геологических фаций / Method of determining geological facies</i>	

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
Доцент	Коровин М.О.	к.г.-м.н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Федотченко Филипп Сергеевич		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:	14.06.2021г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	<i>Литературный обзор по проблеме определения литолого-фациальной зональности терригенного коллектора</i>	10
08.04.2021	<i>Method of determining geological facies</i>	5
13.04.2021	<i>Геологическая характеристика месторождения</i>	5
18.04.2021	<i>Подбор базовых констант</i>	10
29.04.2021	<i>Расчет глинистости, пористости, проницаемости и водонасыщенности</i>	20
14.05.2021	<i>Анализ расчетов</i>	20
21.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
28.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	К.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	Федотченко Филипп Сергеевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на проведения лабораторных, полевых исследований
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на проведения геофизических исследований
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Выручка компании приходит от продажи нефти из корректно подсчитанных извлекаемых запасов

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономической эффективности применения более оптимальных методов определения петрофизических параметров
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по выбору более оптимальных методов для определения ФЕС.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ экономической эффективности предложенных методов
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительные расчеты доходов от продажи имеющихся запасов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

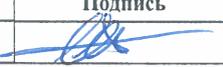
нет

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Федотченко Филипп Сергеевич		15.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Федотченко Филипп Сергеевич

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	
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>Рабочее место – учебная аудитория №227</p> <p>Вредные факторы- повышенный уровень шума; повышенная пульсация светового потока; загрязнение воздуха пылью; широкий спектр излучения от дисплея; повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>Опасные факторы – пожар, температурное воздействие, высокие давления</p> <p>Отрицательные воздействия на окружающую среду-загрязнение атмосферы, гидросферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<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>Факторы, проявляющие вредное воздействие:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата - повышенный уровень статического электричества - статическая работа - недостаточная освещенность рабочей зоны
<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>Влияние на окружающую среду в ходе исследования:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Утилизация компьютерной техники 2. Утилизация бумаги
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; 	<p>Наиболее вероятной ЧС является пожар. Оценка пожарной безопасности.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – 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>Разработка мероприятий по предупреждению пожаров</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>К общей части нормативно-правовых основ охраны труда относятся: Трудовой кодекс Российской Федерации, указы Президента, постановления Правительства РФ, постановления Министерства здравоохранения и социального развития, постановления и приказы других министерств межотраслевой компетенции.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Табл. 1 Возможные и опасные вредные факторы 2. Табл. 2 Параметры микроклимата для помещений 3. Рис. 1 Зона досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости 4. Рис. 2 Зона досягаемости моторного поля в горизонтальной плоскости 5. Рис. 3 Номограмма зависимости высоты рабочей поверхности для разных видов работ, пространства для ног и высоты, рабочего сиденья от роста человека 6. Рис. 4 Зона зрительного наблюдения

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Федотченко Филипп Сергеевич		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, выработывая 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,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 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
	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</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	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
			ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		добыче углеводородного сырья		
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<p>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> Профессиональный стандарт «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). <i>ОТФ. Код С. Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</i></p>	<p>ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов</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-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов</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>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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> утверждённый 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 C/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> утверждённый приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</p> <p><i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ</p> <p><i>ТФ. Код. D/01/7.</i> Организация</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 обработке полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработке 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
		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) ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	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	<i>ОТФ. Код E. Руководство работами по добыче углеводородного сырья</i>	ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<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</i>	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	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) <i>ТФ. Код E/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</p>		
		<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»,</i> 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>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ <i>ТФ. Код В/02.7.</i> Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</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
	Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами	<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-6.2. 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</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><i>ТФ. Код D/01.7.</i> Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>		<p>И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ГИС - геофизические исследования скважин

ФЭС - фильтрационно-емкостные свойства

СП - самопроизвольная поляризация

ГК - гамма каротаж

НГК – нейтронный гамма каротаж

БК - боковой каротаж

ИК - индукционный каротаж

АК-акустический каротаж

ВНК – водонефтяной контакт

СТОПР – stock tank oil initial in place – балансовые запасы товарной нефти

КИН - коэффициент извлечения нефти

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	19
ВВЕДЕНИЕ	20
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР ПО ПРОБЛЕМЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА	21
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	36
2.1 Общие сведения по месторождению	36
2.2 Геологическое строение месторождения и залежей	38
2.3 Тектоника.....	40
2.4 Деления месторождения на зоны	41
3 ПОДБОР БАЗОВЫХ КОНСТАНТ	45
3.1 Базовые константы для подсчета глинистости	45
3.2 Базовые константы для подсчета пористости.....	46
3.3 Базовые константы для подсчета водонасыщенности	47
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	51
4.1 Начальные данные.....	51
4.2 Оценка глинистости	51
4.3 Определение пористости	54
4.4 Расчет проницаемости	59
4.5 Анализ расчета водонасыщенности	61
4.6 Определение эффективной мощности залежи.....	65
4.7 Критерий отсечения по водонасыщенности	65
4.8 Критерий отсечения по глинистости.....	66
4.9 Критерий отсечения по пористости	67
4.10 Критерий отсечения по проницаемости.....	68
4.11 Построение геологической модели	69
5 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.....	74
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	79
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83

7.2 Производственная безопасность	84
7.3. Отклонение показателей микроклимата	85
7.4. Повышенный уровень статического электричества	88
7.5. Статическая работа	89
7.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	93
7.7. Экологическая безопасность	93
7.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	99

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 с., 58 рисунка, 9 таблиц.

Ключевые слова: ГИС, ГЕОФИЗИКА, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, КОРРЕЛЯЦИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ.

Объектом исследования является пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^0$ в разрезе скважин Онтонигайского нефтяного месторождения.

Цель работы – анализ влияния зональности месторождения на интерпретацию геофизических данных.

В процессе работы проводилась интерпретация геофизических данных различными методами и сравнение результатов интерпретации с данными лабораторных исследований керна.

В результате исследования определено влияние особенностей зональности Онтонигайского месторождения на интерпретацию данных геофизических исследований скважин.

Область применения: нефтяные месторождения, образованные при сходных условиях осадконакопления.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в более обоснованной оценке балансовых запасов и более достоверном построении геологической модели.

ВВЕДЕНИЕ

В работе изучается проблема, связанная с неточным определением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате недостаточно проделанного объема работ над изучением начальных данных, полученных по месторождению. Данная проблема выражается в различном распределении параметров коллектора в зависимости от литологической зональности месторождения. Неоднородность свойств подтверждаются по многочисленным данным керна, формами кривых геофизических исследований скважин (ГИС) и разными значениями дебитов по скважинам.

Целью проведенных исследований является изучение поведения изменения петрофизических параметров, зависящих от конфигурации зональности месторождения, а также подсчет запасов в условиях выбранных петрофизических характеристик.

Основными этапами в работе являются изучение данных по керну, разделение площади месторождения на участки с равными свойствами, анализ возможных вариантов по определению проницаемости, пористости, глинистости и водонасыщенности, а также построение геологической модели месторождения.

Для выполнения поставленной задачи было выбрано Онтонигайское нефтяное месторождение в качестве исследуемого объекта. Все расчеты были проведены по пласту Ю₁¹ и Ю₁⁰, так как данный пласт включает в себя основные объемы запасов углеводородов.

Итоги данного проекта будут иметь высокую значимость как в теоретическом, так и в практическом плане, так как определение и расположение литотипов оказывает существенное влияние на выбор оптимальных методов по разработке нефтяных и газовых месторождений, а также влияет на конечные результаты объемов запасов месторождения.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР ПО ПРОБЛЕМЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

Качество будущих произведенных работ на нефтяных месторождениях в большей степени зависит от детальности и правильности начальной геологической модели. Распределение фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве таких, как пористость, проницаемость и водонасыщенность, влияет на конечные результаты объемов углеводородов в резервуаре, на модель течения жидкости в пласте и на расположение скважин на месторождение. Таким образом, фациальный анализ способствует решению проблем определения возможных ФЕС за пределами площади скважины. Данная операция выполняется посредством изучения литофизических свойств горных пород, путем формирования понимания о происхождении песчанистых тел, их расположения по глубине и латерали. Поэтому для представления реалистичной модели резервуара, необходимо проводить комплексное исследование условий формирования породы.

В общем смысле, понятие «фация» включает в себя описание объема горной породы, которая обладает определенными свойствами. Качество изучения горной породы зависит от опыта и квалификации геолога, выполняющего литолого-фациальное описание, то есть данная оценка является субъективной.

Фациальный анализ осуществляется путем строгого отбора факторов, характеризующих генетическую принадлежность породы. Порода включает в себя ряд вещественно-структурных признаков, в которых зашифрована информация о механизмах и обстановках породообразования. Но данная информация не всегда является правдивой, в результате формирования структурно-минеральных новообразований и по причине случаев конвергентности в природе. Поэтому метод определения фации через

генетическую принадлежность породы в ряде случаев может быть не верным.

Для того чтобы с наибольшей вероятностью определить фациальную обстановку, необходимо использовать весь спектр возможных методов, которые в полной мере позволят охарактеризовать данную обстановку осадконакопления. Ниже представлены работы, включающие в себя информацию о признаках и методах, позволяющих описать и определить обстановку осадконакопления.

При достаточно больших объемах добытого керна определение фациальной обстановки может производиться вручную, основываясь на таких признаках породы, как петрографические, палеонтологические и физико-химические признаки.

Петрографические признаки

Структура породы описывается через гранулометрические параметры и может дать представление о средствах переноса обломочного материала, о дальности переноса, о скорости потока и о длительности перемещения материала, то есть структура позволяет описать динамику среды осаждения. В практике исследований, связанных с гранулометрическими параметрами обломочного материала, существуют примеры успешно проведенных работ по определению динамики среды осаждения. При работе с гранулометрическими данными чаще всего пользуются диаграммами Г.Ф. Рожкова и Р. Пассега для выяснения генезиса водных пород [1,25].

Текстура представляет собой относительное расположение компонентов породы, а также формирует понимание о типе слоистости. Слоистость может охарактеризовать силу, направление и постоянство движения водного потока. Минеральный состав, тип цемента и форма конкреций необходимы в случае определения разновидностей осадочных пород. Данная информация представлена в работах О.С. Чернова, В.Н. Шванова, В.П. Батурина, Е.В. Дмитриева, Г.И. Ершова и Е.И. Орешкова [2,24].

Палеонтологические признаки

Условия накопления осадков могут быть определены на основе данных об остатках фауны и флоры. Существует два типа органических остатков – аллохтонные и автохтонные. Сообщества автохтонных остатков располагаются в области обитания древних организмов и характеризуют обстановку жизни данных существ. Ископаемым данного типа присуща сохранность формы скелета, а также отсутствие сортировки по размеру. В то время как аллохтонные остатки откладываются вне области их обитания, перемещение организмов происходит после их смерти. Признаками переотложенных остатков являются механические повреждения и окатанный скелет [20,21].

При определении фаций чаще всего берется во внимание видовой состав организмов, форма их скелета и способы их выживания. Иногда достаточно просто определить состав организма для того, чтобы предположить о возможных условиях осадконакопления. Например, основным признаком морского режима седиментации является нахождение в ископаемой форме беспозвоночного организма. Такими животными являются трилобиты, кораллы и брахиоподы.

Обнаружение в образце керна следов деятельности камнеточцев и сверлильщиков, является прямым признаком наличия скального грунта, который формируется в зоне береговой линии. Также скальный грунт может встретиться в рифовых постройках или на участках дна, подверженных влиянию мощного потока.

Наибольшую важность в анализе природной среды представляют микрофоссилии. Главным преимуществом данных организмов является то, что они могут быть найдены в достаточно малом объеме керна или могут встретиться в буровом шламе в количестве, которого хватит для идентификации фациальной обстановки. Основными группами микрофоссилий являются фораминиферы, микропланктон и остракоды.

Работы, написанные на данную тему, были выполнены следующими авторами: А.А. Борисяком, И. Вальтером и Б.С. Соколовым [5,6].

Генетические признаки цикличности

При формировании возможных условий осадконакопления необходимо обращать внимание на изменение осадочных толщ по разрезу, а именно на характер наложения слоев и на набор пород. Постоянство в осаднении близких наборов пород характеризует цикличность осадконакопления, а смена пород по разрезу является причиной смены условий осадконакопления, то есть изменением фаций. Для изучения циклитов используется метод системно-структурного подхода. Седиментационный циклит представляет собой набор чередующихся между собой фаций, неоднократно появляющихся в разрезе в течение определенного промежутка времени. Для фациального анализа важную роль играет то, как в седиментационном циклите располагается тот или иной комплекс отложений.

В настоящее время не существует строгой классификации литоциклов. В практике используют три основных типа структурных единиц осадочных толщ. Первый тип представляет собой циклические единицы, сложенные двумя маломощными слоями. Данный тип формируется в результате постоянного осаднения материала, в результате пульсационной подачи. Подача осуществляется по причине сезонных изменений, штормов или сейсмических толчков. Фациальная обстановка для ритмического осаднения материала остается постоянной.

Вторым типом являются комплексы, сложенные из последовательно налегающих друг на друга слоев. Формируется данный тип под действием колебания уровня моря и в результате гравитационных процессов. Примером отложений являются флишевые толщи. Циклиты, в которых происходит увеличение крупности осадков, формируются в районе дельты в условиях проградации.

Третий тип представлен циклитами, вмещающими в себя большое количество слоев, от 10 до 15. Для выделения слоев в отдельные циклиты, необходимо проводить детальное изучение каждого слоя пород, для того чтобы быть уверенным, что данная группа отложений генетически схожа.

Знания о цикличности отложений очень важны при проведении корреляции. Корреляция, основанная на данных только по литологическому составу, в редком случае дает верное представление о залегании пластов, в результате изменчивости отложений. По этой причине для корреляции пластов чаще используют литоциклы, так как они более выдержаны по площади и могут простираться на расстояния до сотен километров. Все это приводит к тому, что литоциклы могут быть использованы как самостоятельные стратиграфические единицы, для которых применимы принципы циклостратиграфии. Работы на данную тему были написаны Ю.Н. Карогодиным, Е.А. Гайдебуровой и А.Н. Воума [10,11,32].

Физико-химические методы

Очень важное влияние на изучение свойств горных пород, а именно на определение генетических признаков, внесли физико-химические методы исследования вещественного состава геологических образцов. К данным методам относятся:

- рентгеноструктурный метод;
- атомно-абсорбционный метод;
- рентгенофлуоресцентный метод;
- атомно-эмиссионный метод;
- спектрофотометрический метод;
- метод масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой;
- гравиметрический, титриметрический и потенциометрический методы;
- термический анализ.

Результаты исследований на тему данных методов представлены в работах Е.К. Васильева, М.С. Нахмансон, Ю.И. Сизых и А.И. Черненко [7,8,19].

Методы геофизических исследований скважин

В ряде случаев невозможно провести традиционный лито-фациальный анализ на основе данных по керну. Причиной этому служит либо очень низкая выборка керна, либо его полное отсутствие для необходимой глубины. В этом случае комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) становится единственным решением в определении фаций. Преимуществами данного метода являются: 1) непрерывность информации; 2) объективность количественных параметров; 3) и возможность проследить изменения текстуры пород по разрезу.

В настоящее время наибольшую популярность среди специалистов-литологов приобрел метод электро-фациального анализа. Данный метод разработан В.С. Муромцевым [18]. Фация определяется по данным кривой ПС, которая характеризует литофизические свойства пород, изменяющиеся под действием смены палеогидродинамический уровней. В.С. Муромцевым было разработано пять типов уровней: очень низкий, низкий, средний, высокий и очень высокий. Каждый тип характеризует присущие ему признаки, описывающие смену энергии среды.

Каждая фация определяется только ей присущим уровнем палеогидродинамического режима, изменение которого описывается седиментологической моделью фации. С помощью данных моделей формируется представление о генезисе осадков.

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) описывает проницаемость и литологические свойства пород. С уменьшением размера зерна и увеличением содержания глинистого материала, проницаемость породы уменьшается. Так как кривая ПС регистрирует проницаемость, которая характеризует размер слагающих породу частиц, то на основе данной информации могут быть построены гранулометрические разрезы. Для

исключения влияния химического состава бурового раствора используется относительное значение ПС или аПС.

Высокие показатели аПС соответствуют участкам, содержащим большое количество грубозернистого материала. Данные отложения формируются в условиях мощного потока. Изменения в значениях аПС отражаются в смене палеогидродинамической активности, данный процесс выражается в появлении постепенных переходов с перекрывающими породами.

Каждая фация обладает своей характерной формой кривой ПС, которая несет в себе информацию по целому ряду признаков. К данным признакам относятся: мощность пласта, переходы к выше и ниже лежащим пластам, характер контактов. Также с помощью кривой ПС можно на начальном этапе установить генезис осадка. В случаях, когда электрометрическая модель осадка выражена недостаточно ясно, можно воспользоваться рядом фаций близких в генетическом плане. Данный метод позволяет определить направленность процесса седиментации в случае, если выше и ниже лежащие седиментационные модели достаточно четко выражены.

Каротаж по естественным потенциалам имеет ряд ограничений. Примером может служить то, что зависимость между проницаемостью и размером частиц справедлива только для случаев отложений с первичной пористостью. Также нужно сказать, что выраженность амплитуды кривой ПС будет зависеть от разницы по степени солености между буровым раствором и пластовыми водами.

Вторым методом, позволяющим определить обстановку осадконакопления, является гамма-каротаж (ГК). Оба метода предоставляют схожую информацию, но отличие ГК заключается в том, что данный инструмент определяет границы и мощность пласта более точно. Также в случае использования раствора на нефтяной основе гамма-каротаж имеет возможность предоставить информацию о литологическом составе пород, в то время как ПС не может быть использован.

Гамма каротаж реагирует на наличие радиоактивных элементов в породе, которые обычно присутствуют в глинистой фракции и в глинистых минералах. Следовательно, с увеличением значений по ГК, будут уменьшаться размеры частиц, слагающих породу. Как по ПС, так и по ГК можно построить гранулометрический разрез, для этого сперва необходимо откалибровать график гамма-каротажа относительно пород, полученных по керну, и в дальнейшем увязать ГК с соответствующей литологией, структурой и текстурой.

В зарубежной практике отдают предпочтение в выборе метода ГК. Данный метод более чувствителен и обладает большей разрешающей способностью. Однако метод, основанный на измерениях гамма излучений, в ряде случаев может предоставить неверную информацию о залегающих породах. Данная ошибка может произойти в результате обвала пород со стенок скважины, в этом случае данные, полученные по ГК, будут заниженными и для корректировки значений придется воспользоваться поправкой, полученной по результатам измерений по каверномеру.

Также возможны случаи, когда гамма каротаж регистрирует глины в местах, заполненных песчаником, данная неопределенность возникает в результате наличия в песчаниках радиоактивных минералов, таких, как слюда, цирконий или глауконит. При врезании русел рек возможны случаи размыва подстилающих баровых глин и формирования на этом месте песчаных тел с наличием глинистых галек. В таком случае ГК покажет регрессивный гранулометрический профиль с увеличением размера частиц снизу вверх, в то время как в реальности должен быть обратный тренд.

В настоящее время существует достаточно большое количество информации, собранной по морфологии кривых обоих методов, а также соответствующие им фациальные модели. Данные кривые можно разделить на три основных типа: треугольные, цилиндрические и комбинация двух видов. На Рисунке 1.1 представлены примеры форм кривых ПС.

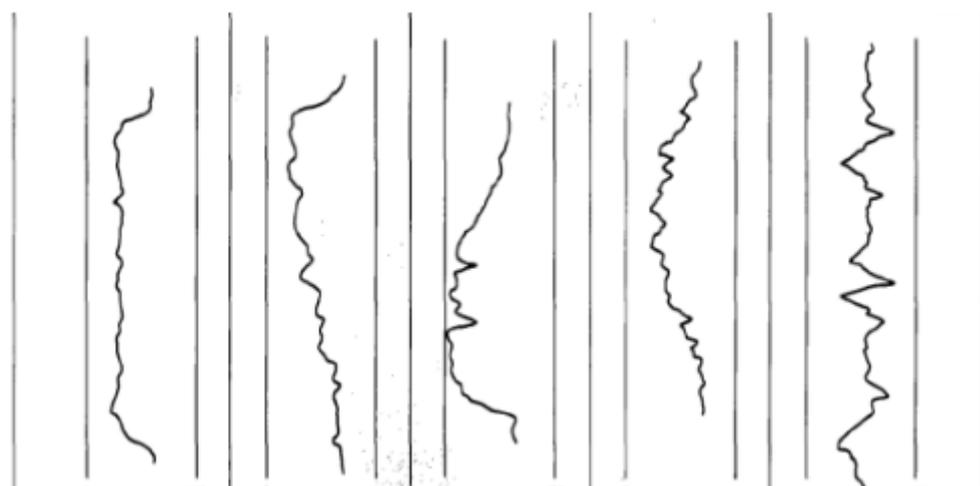


Рисунок 1.1 - Цилиндрическая, воронкообразная, колоколообразная, симметричная и неупорядоченная форма кривых ПС [17]

Опыт показывает, что одна и та же форма кривых ПС и ГК может отвечать за различные обстановки осадконакопления. По этой причине для более качественного интерпретирования фаций, необходимо пользоваться керновыми и палеонтологическими данными. При отсутствии этих данных можно воспользоваться информацией, полученной по минералам-индикаторам из бурового раствора.

Вопросами детальных палеогеографических реконструкций, фациального анализа и изучения геологического строения продуктивных пластов занимались такие исследователи, как В.Н. Бородкин, В.С. Бочкарев, Ю.Н. Карагодин, В.И. Кислухин, А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Муромцев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, В.В. Огибенин, А.А. Трофимук, Г.Г. Шемин и др.

Метод проведения фациального анализа по форме сейсмического сигнала

Использование математических алгоритмов в сфере геофизических исследований скважин способствует уменьшению неоднозначности во время интерпретации геофизических полей. Наибольшую популярность в сфере изучения ГИС приобрели группы классификационных алгоритмов, позволяющих расчленить область на ряд идентичных признаков при

отсутствии эталонного объекта. Данные классификационные алгоритмы в прошлом использовались для картирования и районирования, но в настоящее время они также применяются для выполнения фациального анализа и нахождения разломов.

Сейсмофациальный анализ - это метод выделения литологических неоднородностей, основываясь на данных изменения динамических показателей среды. В настоящее время данный анализ проводится повсеместно, принцип его основан на изучении формы сейсмических сигналов. Для улучшения качества получаемой информации был создан алгоритм 3D классификации, который обрабатывает объемные сигналы в виде трехмерного скользящего окна по сейсмическому кубу.

Входными данными для алгоритма 3D классификации являются данные амплитуд сейсмического куба, либо кубы акустического импеданса. Интерпретатор должен определить граничные значения кровли и подошвы. Слой может быть, как однородным по простиранию, так и с чередующейся слоистостью. Ниже на Рисунке 1.2 представлен слой с постоянной мощностью.

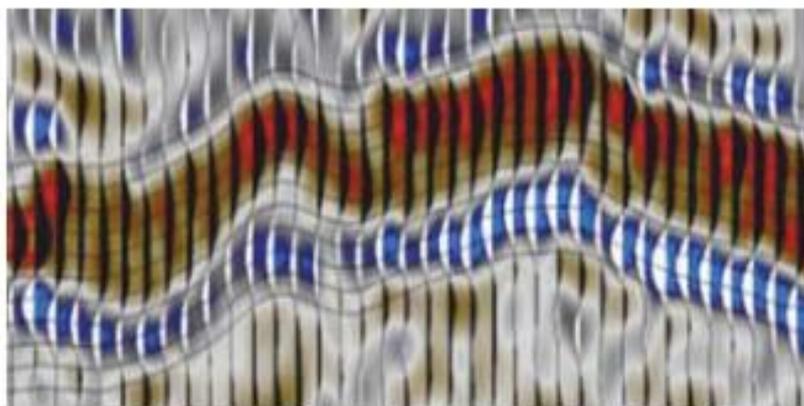


Рисунок 1.2 - Слой с постоянной мощностью [42]

Для выбранного слоя определяется форма сейсмического сигнала, полученная в скользящем 3D-окне, размер окна может быть выбран интерпретатором. Изучаемая площадь делится на области, которые

характеризуются постоянной формой кривой сигнала. В конечном итоге формируется карта распространения классов, которые в дальнейшем могут быть ассоциированы с определенными фациями.

Главным преимуществом данного алгоритма, основанного на методе использования скользящего 3D-окна, заключается в том, что интерпретатор может сам выбирать степень осреднения сигнала. Это позволяет получать более точный результат в классификации геологических объектов таких, как разломы и клиноформы.

Сам процесс включает в себя два основных шага, а именно: обучение и классификация. Обучение представляет собой определение формы сигнала для определенного класса, а классификация основывается на методах «К среднего», либо по данным самоорганизующихся карт Конохена.

При использовании алгоритма «К-среднего» изучаемый объект делится на максимально большое количество классов. В начале пользователь сам определяет количество классов. Место расположения центра класса выбирается автоматически. На первой итерации производится распределение каждой трассы по классу и выбирается среднее значение для каждого параметра, которое в дальнейшем будет являться центром класса. Процесс продолжается до тех пор, пока разница между начальным и конечным значением центра класса не приблизится к определенному уровню погрешности.

Самоорганизующиеся карты Конохена являются примером нейронной сети. Карты выполняют масштабирование массивов сейсмических данных к одному измерению, а именно к карте. Нейроны имеют весовые коэффициенты, которые в процессе самообучения подстраиваются под тип входных данных. Результатом данного процесса являются конечные веса нейронов, которые максимально четко характеризуют структуру входных данных. Каждый полученный нейрон может стать центром класса для классификации.

На Рисунках 1.3 – 1.4 представлены два временных среза по сейсмическим кубам при шаге дискретизации 2 мс для общепринятого классификационного алгоритма и для 3D алгоритма, описанного выше. Изучаемый пласт представлен континентальными отложениями с мощностью пласта во времени равной 6 мс.

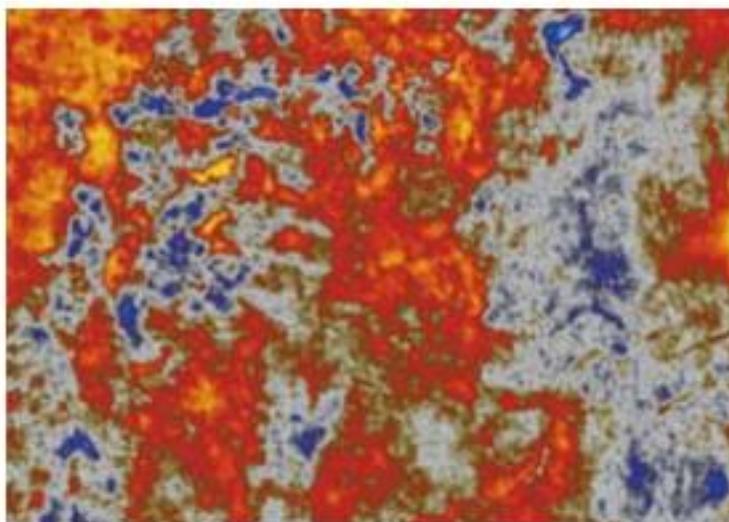


Рисунок 1.3 - Временной срез по амплитудному кубу [42]

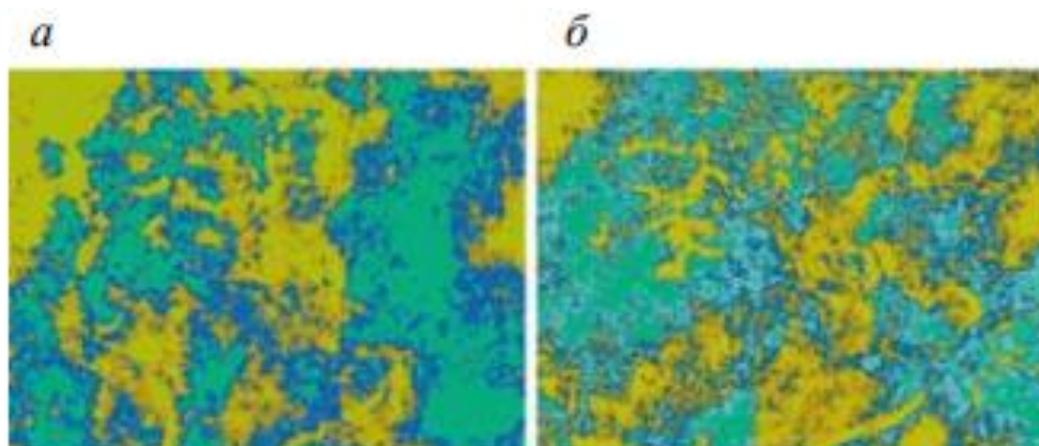


Рисунок 1.4 - а) Классификация с одномерной формой сигнала
б) Классификация с трехмерной формой сигнала [42]

Изучив срезы, видно, что классификация с одномерной формой сигнала не отличается от временного среза по амплитудному кубу. Следовательно, никакой информативности мы не получаем по данному методу. Что касается алгоритма с трехмерной формой сигнала, можно заметить, что он более

качественно очерчивает формы палеорула и ряда других тел, характеризующихся высоким значением песчаности. Срез более репрезентативный и включает в себя большее количество деталей. Количество классов, используемых в этом примере, равняется 4.

В заключении нужно сказать, что основными преимуществами метода 3D классификации являются следующие возможности:

- 1) выделения фаций с учетом вертикальных и латеральных изменений в сейсмическом поле;
- 2) определения таких объектов, как палеорула, разломов, клиноформы, на основе изменения сейсмического поля по латерали;
- 3) проведения классификации в тонких пластах, также по средствам латерального изменения сигнала;
- 4) получение более стабильных результатов классификации.

На данную тему в 2014 году авторами И.И. Приезжевым, Е.В. Солохой и С. Манралом была написана статья под названием «Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала». Также по данной тематике были опубликованы работы следующими авторами Veecken P.C.H., Balz O., Pivot F. и Marroquin I.D [31,53].

Метод спектрального разложения

В научной работе «Автоматизация литолого-фациального анализа на основе спектральной теории», авторами которой являются М.М. Хасанов, А.С. Бочков, Б.В. Белозеров, было предложено решение использования EM-алгоритма для выделения геологических обстановок на основе данных ГИС. Выделение фаций происходит в результате сопоставления форм каротажных кривых. Метод основан на проведении спектрального разложения для каротажных данных с последующим определением спектральных параметров. В дальнейшем данные параметры используются для распознавания фаций.

Объектом исследования является функция нормированной кривой каротажа ПС. Данная функция подвергается спектральному разложению в

ряд Фурье. После проведенной операции мы получаем такие характеристики каротажа, как мера однородности пласта D , энергия сигнала E , угловой коэффициент кривой спектральной плотности k и среднеквадратическая ошибка s .

Задача по делению скважин на определенные фации основывается на распознавании образов из области интеллектуального анализа данных. Фактически, процесс распознавания образов сводится к отнесению сигналов к одному из нескольких классов.

Следующим шагом является использование EM-алгоритма, который является широко используемым алгоритмом классификации и высоко зарекомендовал себя в случаях работы с большими базами данных. Алгоритм основан на методике итеративного вычисления оценок максимального правдоподобия и предполагает, что наблюдаемые данные представляют собой линейную комбинацию нормальных распределений [35,47,56].

Результаты исследования:

- 1) Данная методика автоматизирует процесс определения фациальной обстановки осадконакопления;
- 2) Использование EM- алгоритма упрощает работу геолога, сокращая время на определение фаций, и уменьшает влияние субъективного фактора;
- 3) Методика представляет собой цифровую форму фациального анализа, конечным результатом которой является критерий выбора фации.

Пример влияния фациальной обстановки на ФЕС

Проблема влияния фациальной обстановки на фильтрационно-емкостные свойства породы была предметом анализа в статье «Влияние литолого-фациальных зон на эффективность пароциклических обработок», автором которой являются А.Ю. Агеева и И.С. Путилов.

В работе был рассмотрен вопрос влияния литолого-фациальных обстановок на разработку Усинского месторождения. Для решения поставленной задачи были определены ФЕС для каждой фациальной зоны,

изучены влияния фациального зонирования на извлечение нефти на месторождении и поведение добычи после пароциклических обработок. Результатами исследований являются полученный график коэффициента вытеснения от данных по пористости пород. Также анализ показал, на сколько могут различаться микро- и макронеоднородности в зависимости от фациальной зоны. Была доказана степень влияния условий осадконакопления на фильтрационно-емкостные свойства коллектора [12,26].

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Общие сведения по месторождению

В административном отношении Онтонигайское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 3-10 километрах от находящихся в разработке Катыльгинского и Западно-Катыльгинского нефтяных месторождений. Географически расположено в бассейне р.Васюган и ее притоков. Местность слаборасчлененная, заболоченная и слабозалесенная. Гидросеть р.Васюган и ее притоков Еллекулумьях и Катыльга – характеризуется сильно меандрирующими руслами и большой площадью водосбора [66].

Болота покрывают большую часть территории и практически непроходимы в летнее время. На центральной их части нередко расположены внутренние мелководные озера. Абсолютные отметки рельефа местности изменяются от +70 до +120 м. Климат района континентальный с продолжительной, холодной зимой (более семи месяцев) и коротким, теплым летом. Средняя температура января – -210С, июля +170С. Максимальная температура достигает +370С, минимальная –550С. По количеству выпадающих среднегодовых атмосферных осадков территория относится к зоне избыточной увлажненности (350-600 мм/год). Максимумы их приурочены к июню – августу, минимумы – к февралю. Зимой снежный покров достигает 0.4-2.0 м. Ледостав на реках проходит в октябре – ноябре. Зимой грунты промерзают на глубину 1.5 м, болота – на 0.1-0.15 м.

Залесенность района небольшая, с чередованием лиственных и хвойных пород деревьев. Широко развиты пойменные и надпойменные луга. Животный мир типичен для таежно-болотных зон Западной Сибири.

В экономическом отношении район развит слабо, за исключением нефтедобывающей промышленности. Плотность населения низкая. Коренное население представлено малыми народностями севера (ханты, манси,

2.2 Геологическое строение месторождения и залежей

В геологическом разрезе данного месторождения принимают участие метаморфизованные образования доюрского складчатого фундамента и несогласно их перекрывающие мезо-кайнозойские отложения платформенного осадочного чехла [13].

В строении осадочной толщи выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения.

Палеозойская группа – Pz (образования доюрского фундамента)

Палеозойские отложения вскрыта скважиной на южной периклинали Западно-Катыльгинской структуры.

Литологически породы представлены глинистыми сланцами зеленовато-серыми серицитизированными, кварц-серицитовыми, реже кремнистыми, трещиноватыми. Трещины залечены кальцитом, реже кварцем. Толщина вскрытых доюрских образований составляет 79 метров.

Мезозойская группа – Mz

Юрская система – J

Юрские отложения в пределах описываемой территории выделяются в объеме трех свит: тюменской (нижняя + средняя юра), васюганской (келловей-оксфорд) и баженовской (волжский ярус).

Тюменская свита (нижний+средний отделы)

Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах доюрского фундамента, имеют повсеместное площадное развитие и представлены континентальными и переходными фациями.

Литологически разрез свиты сложен чередованием серых, темно-серых аргиллитов, серых, светло-серых песчаников и алевролитов. Песчаники и алевролиты разнозернистые, полимиктовые, линзовидно- и косослоистые. В разрезе отмечаются повышенные сидеритизация и углистость, а также наличие пластов угля толщиной до 10 м.

Для пластов песчаника в силу их континентального генезиса характерна резкая фациально-литологическая изменчивость, невыдержанность по простиранию и разрезу. Толщина свиты 180-196 м.

Васюганская свита (келловей + оксфорд)

По особенностям литологического состава свита отчетливо подразделяется на две подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – песчано-алевролитовую.

Нижневасюганская подсвита сложена мелководно-морскими отложениями, темно-серыми до черных аргиллитов, в сводах положительных структур опесчанивается, замещаясь на пласт Ю₂

Верхневасюганская подсвита представлена песчано-алевролитовыми породами, слагающими региональный нефтегазоносный горизонт Ю₁. С верхним пластом Ю₁⁰ связана нефтеносность данной площади.

Толщина свиты – 65-70 м.

Баженовская свита (волжский ярус)

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими отложениями баженовской свиты волжского возраста. Литологически представлены темно-серыми, коричневатыми (до черных) битуминозными аргиллитами с остатками пелиципод, белемнитов, включениями пирита. Отложения свиты являются региональной покрывкой для юрского нефтегазоносного комплекса, а также стратиграфическим и геофизическим репером.

Толщина свиты – 17-20 метров.

Меловая система – К

Вышележащие отложения мела повсеместно согласно залегают на верхнеюрских породах. В составе мелового комплекса выделяются нижне- и верхнемеловые отложения.

В объеме нижнего мела выделяются: куломзинская (берриас-валанжин), тарская (валанжин), киялинская (готерив-баррем), алымская (апт) и низы покурской свиты (апт). Толщина отложений 861-1189 м.

Верхний мел представлен отложениями верхов покурской (альб-сеноман), кузнецовской (турон), березовской (коньяк-сантон-кампан), ганькинской (маастрихт-дат) свит. Разрез представлен чередованием песчано-глинистых пород морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. Толщина отложений 766-802 м.

Кайнозойская группа-Kz

Палеогеновая система – P

Палеогеновый осадочный комплекс сложен морскими глинистыми осадками талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (нижний олигоцен) свит и континентальными, песчано-глинистыми отложениями среднего-верхнего олигоцена некрасовской свиты.

Мощность палеогена – 567-583 м.

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения залегают с глубоким перерывом в осадконакоплении на палеогеновых. Сложены в верхней части желтовато-серыми суглинками, песками, к низу сменяющимися глинами.

Толщина отложений 20-40 м.

2.3 Тектоника

Площадь, занимаемая данным месторождением, разбивается на ряд отдельных структурных элементов. Большая часть площади представляет собой обширную структурную террасу размерами 11х5 км, примыкающую с запада к Катильгинскому поднятию, в пределах которой выделяется ряд небольших куполов: в районе скважины X5 – по оконтуривающей изогипсе минус 2470 м, в районе скважины X3 – по оконтуривающей изогипсе минус 2470 м, в районе скважины X2– по оконтуривающей изогипсе минус 2460 м (амплитуда 37 м). Небольшой купол в районе скважины X1 приурочен к

структурному мысу, примыкающему с запада к центральной части Катильгинского поднятия [3,4].

2.4 Деления месторождения на зоны

Для достижения наиболее точных результатов в области определения фильтрационно-емкостных свойств для данного месторождения, было предпринято решения деления изучаемого участка на зоны, которые бы характеризовались общими свойствами. Деление месторождения на зоны производилось путем изучения данных, полученных по лабораторным исследованиям керна, а также информации собранной на основании геофизических исследований скважин.

Для зонирования месторождения первым делом были изучены каротажные кривые ГИС. По каждой скважине было рассмотрено поведение тренда кривой ПС, по результатам которой было выведено предположение о возможном распространении по всему изучаемому комплексу подводного барового тела. Данное предположение основывалось на поведении изменения кривой ПС, форма которой имеет воронкообразную форму, которая характерна для баровых тел.

Для более детального описания изучаемой площади также были рассмотрены данные по лабораторным исследованиям керна, по результатам которых были выявлены особые признаки в области изучаемых пластов по каждой скважине, которые характеризовали различные зоны подводного барового тела. В результате чего была подтверждена информация по кривым ГИС о распространении песчанистого тела.

Так в результате исследования было определено три зоны:

1) Зона №1. Крупнозернистые и среднезернистые, слабосцементированные, массивные песчаники. Данную зону вскрыли скважины Х4, Х5, Х3 и Х9. Мощность слоя равняется 7 метров.

Проницаемость находится в диапазоне от 15 до 170 мД, а пористость в пределе 10 до 22%. Отложения представлены хорошо отсортированными песчаниками. Максимальный размер зерна варьируется в диапазоне от 0,6 до 0,4, средний размер от 0,2 до 0,17. Среди аутигенных материалов преобладает каолинит, также присутствует гидрослюда. Цемент глинистый. Отложения сильно биотурбированны, содержат следы окаменелостей мелководных морских животных.

2) Зона номер два. Среднезернистые и мелкоцементированные массивные песчаники с горизонтальной и редкой косою слоистостью. Данную зону вскрыли скважины X10, X2, X1 и X8. Проницаемость находится в диапазоне от 0,1 до 20 мД. Пористость варьируется в пределе 0,1-0,15%. Максимальный размер зерна варьируется от 0,3 до 0,14, средний размер от 0,16 до 0,09. Цемент глинистый, редко кальцитовый.

3) Зона номер три. Тонкие горизонтально-слоистые и косослоистые песчаники и алевролиты. Зона была вскрыта скважинами X6 и X7. Отложения характеризуются низкой проницаемостью. Отложения алевролитов по текстуре характеризуются горизонтальной крутой поперечно-слоистостью, большим количеством деформационных структур и конкреционной пиритизацией. Максимальный размер зерна варьируется от 0,1-0,13, средний размер 0,01-0,02.

Для нахождения зон с общими свойствами и для определения петрофизических зависимостей, изученные данные по пористости, проницаемости и водонасыщенности по керну выносились на общий график. После чего производился аналитический анализ на наличие проявления общих зависимостей для группы скважин. Использование данного метода позволит скомпоновать данные для каждой зоны и предоставит возможность определить качественные зависимости для скважин, в которых отбор керна производился в недостаточном количестве.

Так по зависимости проницаемости от пористости и водонасыщенности от пористости можно проследить тренд распространения

точек, при котором скважины X4, X5, X3, X9 могут быть выделены в отдельную группу (1 зона). Скважины X1, X2, X8 и X10 имеют иной тренд распространения точек, отличный от первой группы, поэтому данные скважины будут характеризовать 2 зону. Скважина X6 по своим свойствам отличается от всех рассмотренных ранее скважин поэтому она будет отнесена в зону 3 вместе со скважиной X7. На Рисунках 2.2 и 2.3 представлены тренды распространения для каждой зоны.

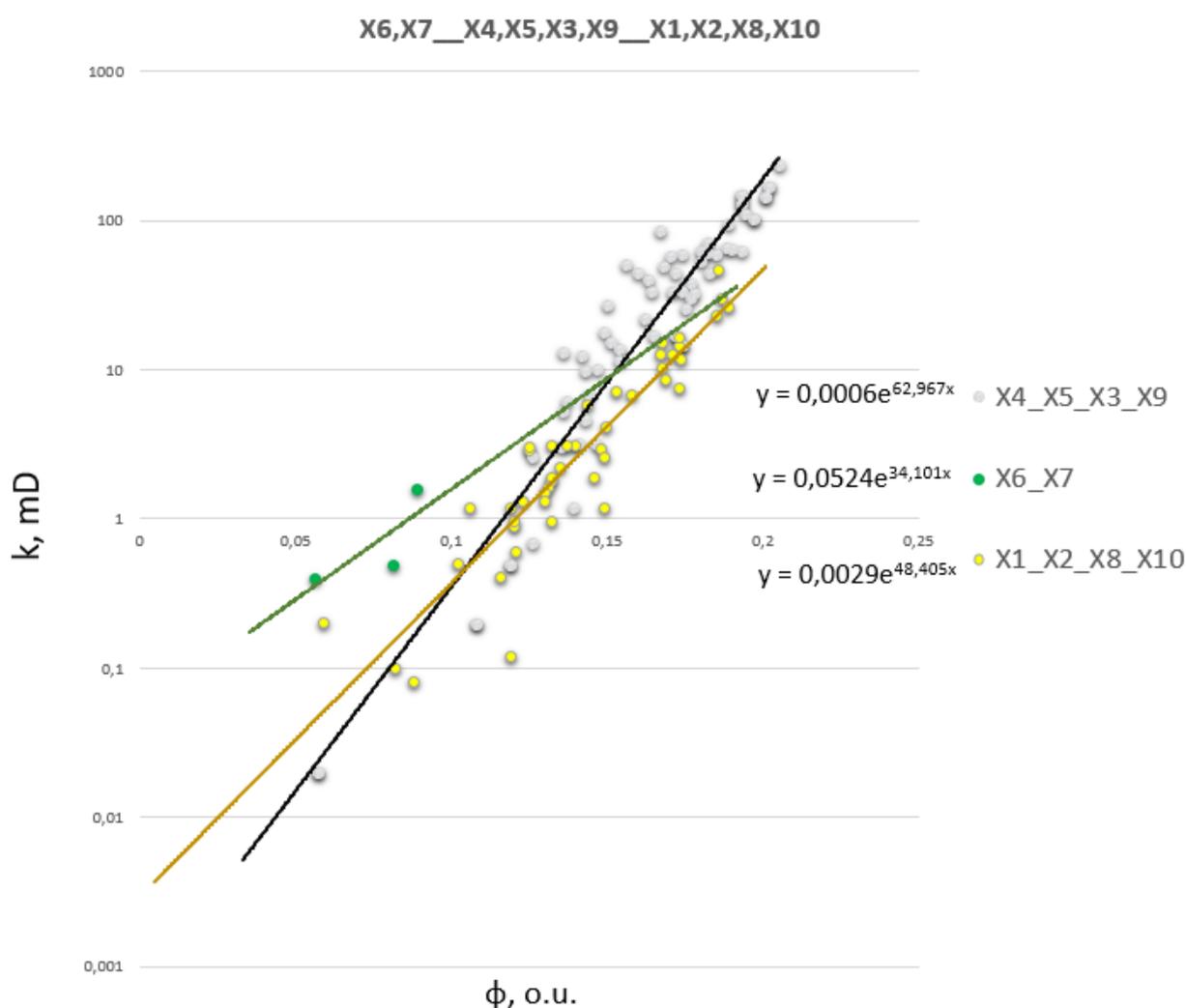


Рисунок 2.2 – Зависимость проницаемости от пористости для группы скважин

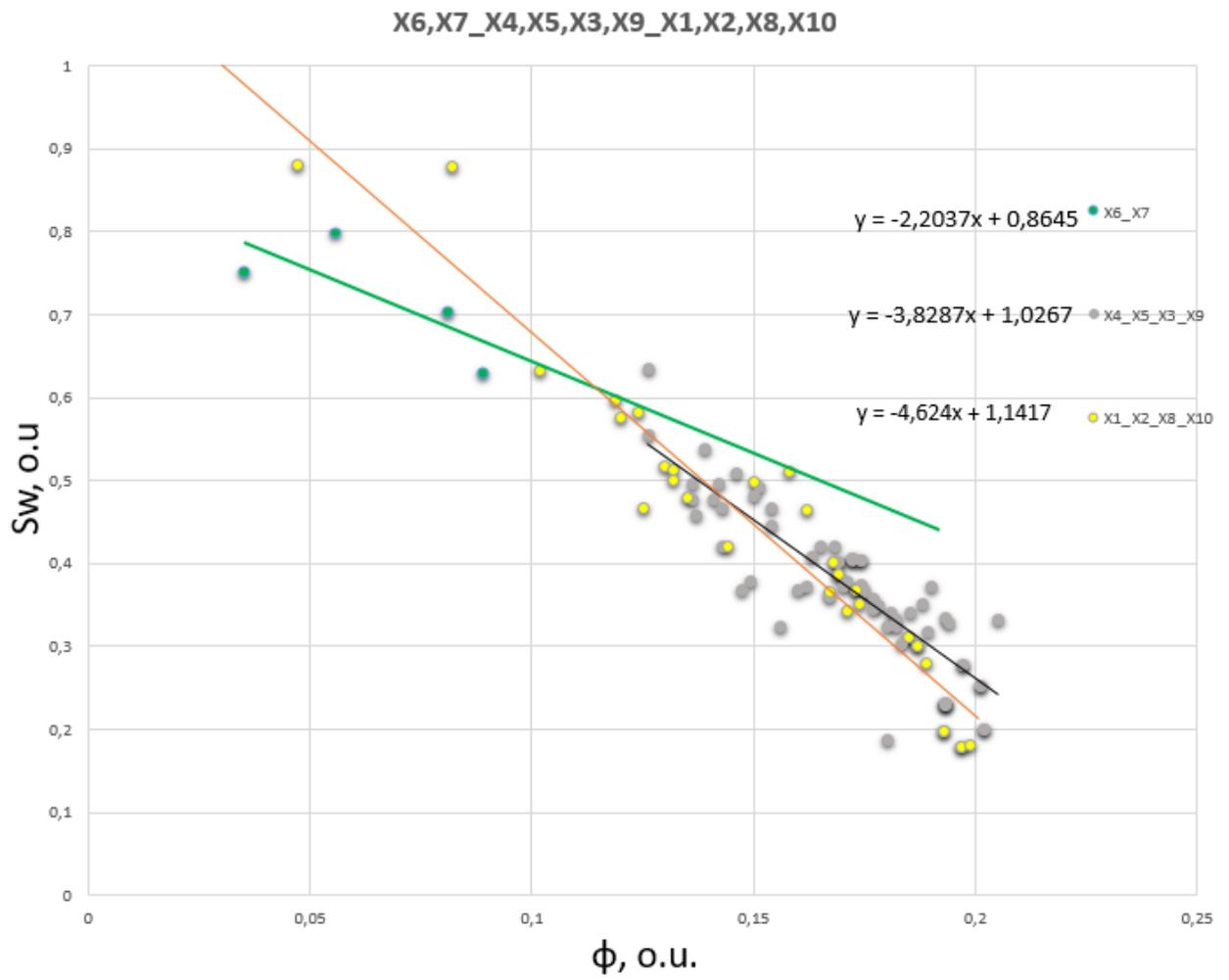


Рисунок 2.3 – Зависимость водонасыщенности от пористости для группы скважин

3 ПОДБОР БАЗОВЫХ КОНСТАНТ

3.1 Базовые константы для подсчета глинистости

Точное определение глинистости выполняется в случае, если известны данные глинистости, полученные из лабораторных исследований керна. Для нашего случая данные исследования не проводились. В результате чего проверка правильности выбранной глинистости выполнялась путем сравнения полученных данных эффективной пористости по ГИС со значениями открытой пористости по керну. Начальными данными для расчета глинистости служили минимальные и максимальные значения кривых ГК и ПС. Минимальные значения отбираются в районах отложений песчаника, а максимальные значения выбирались в зонах глин. Важным замечанием является то, что минимальные значения по ГК не могут быть отобраны в прослоях угля. Ниже представлена Таблица 3.1, включающая в себя значения опорных линий песчаников и глин для каждой скважины [15,22,46].

Таблица 3.1-Данные для расчета глинистости

№ Скважины	Значение гамма-каротажа в линии песчаников	Значение гамма-каротажа в линии глин	Значение ПС в линии песчаников	Значение ПС в линии глин
X1	7,18	17	83,7	159
X2	3,102	6,439	48,2	130
X3	6,69	14,28	-0,45	99,82
X4	8,24	14,28	26,01	92,5
X5	7,57	11,2	5,84	97,32
X6	6,18	13,05	22,9	135,7
X7	6,38	10,79	31,07	96,32
X8	2,23	5,117	52,71	117,5
X9	1,634	4,76	43,9	131,5
X10	1,943	5,03	35,07	109,17

3.2 Базовые константы для подсчета пористости

Необходимой константой для расчета эффективной пористости по нейтронному каротажу являются значения водородосодержания в глинах. Так как в нашем случае все проведенные методы исследования скважин по нейтронному каротажу представлены в значениях условных единиц, то первым делом необходимо перевести данные измерения в значения водородосодержания. Для построения кривой водородосодержания нужно построить график значений пористости от значений, полученных по нейтронному каротажу. Минимальные и максимальные значения нейтронного каротажа, отбираются в зоне распространения углей и уплотненного карбонатизированного песчаника соответственно. Минимальные значения пористости варьируются в пределах от 0.01 до 0.06%, что соответствует пористости, полученной из отложений уплотненного песчаника. Пористость в крупнозернистом песчанике принимается за максимальные значения и находится в пределах от 0.2 до 0.457%. Также на графике будет располагаться точка, соответствующая значениям пористости, полученной из лабораторных исследований и значений нейтронной кривой на той же глубине отбора. Корреляция между тремя точками должна быть в пределах 0.9 %. Значения опорных точек представлены в Таблице 3.2 [16].

Таблица 3.2 – Значения для расчета нейтронного каротажа

12	X1	X2	X3	X4	X5
Значение НКТ в углях	1,563	0,938	1,128	1,087	1,205
Значение нейтронного гамма каротажа в уплотненных песчаниках	4,14	4,6	2,297	2,69	3,102
Значение нейтронного гамма каротажа в выбранной точке керна отбора песч.	3,166	2,811	2,038	2,11	2,154
Пористость в глинах	0,476	0,36	0,476	0,476	0,41
Пористость в уплотненных песчаниках	0,06	0,04	0,06	0,06	0,06
Пористость в выбранной точке керна отбора песчаника	0,193	0,186	0,108	0,171	0,164

№ Скважины	X6	X7	X8	X9	X10
Значение НКТ в углях	0,846	0,763	0,858	0,823	0,923
Значение нейтронного гамма каротажа в уплотненных песчаниках	2,5	4.471	4,677	3,43	3,38
Значение нейтронного гамма каротажа в выбранной точке кернового отбора песчаника пласта Ю ₁ ⁰	1,939		3,267		2,865
Пористость в глинах	0,25	0,476	0,476	0,476	0,476
Пористость в уплотненных песчаниках	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
Пористость в выбранной точке кернового отбора песчаника	0,098		0,189		0,115

3.3 Базовые константы для подсчета водонасыщенности

Для подсчета водонасыщенность по данным ГИС используется формулы Арчи-Дахнова, уравнение Симанду и Индонезийское уравнение, которые требует выведения определенных констант из материалов, полученных по керну. Исходные данные для подсчета сопротивления пластовой воды даны в Таблице 3.3. Температура пласта и эквивалентная соленость влияют на сопротивление пластовой воды. По палетке, изображенной на Рисунке 3.1, были определены множители для подсчета эквивалентной солености в пересчете на хлорид натрия. Ниже на Рисунке 3.1 показано полученное значение сопротивления пластовой воды, которое равно 0,07 Ом·м. Значение полученной общей минерализации представлено в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Свойства и расчетные параметры

Температура пласта, °С			93
Общая минерализация, мг/кг			36737,85
Ион	Множитель	Содержание, мг/кг	Эквивалентное содержание, мг/кг
CL ⁻	1	21644,5	21644,5
HCO ₃ ⁻	0,27	939,5	253,665
CO ₃	0,81	2,5	2,025
Ca ²⁺	1,14	981,0	1118,34
Mg ²⁺	1,14	326,0	371,64
Na ⁺ +K ⁺	0,9	12763,5	11487,15
J	0,28	3,9	1,092
Br	0,44	76,95	33,858
Сумма		36737,85	34912,27

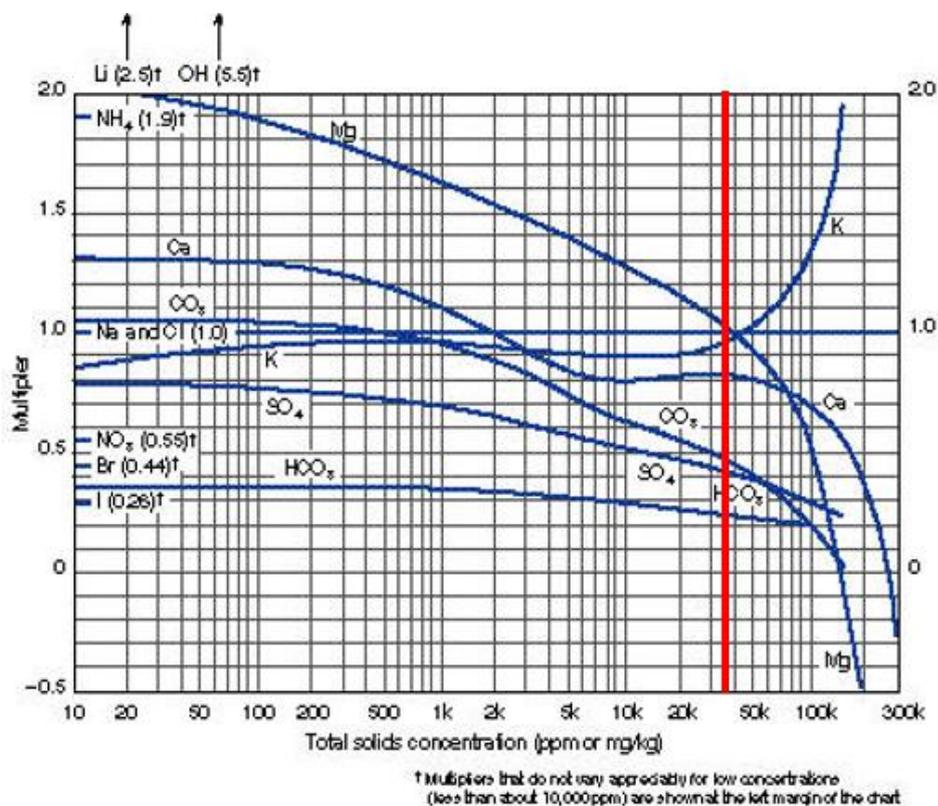
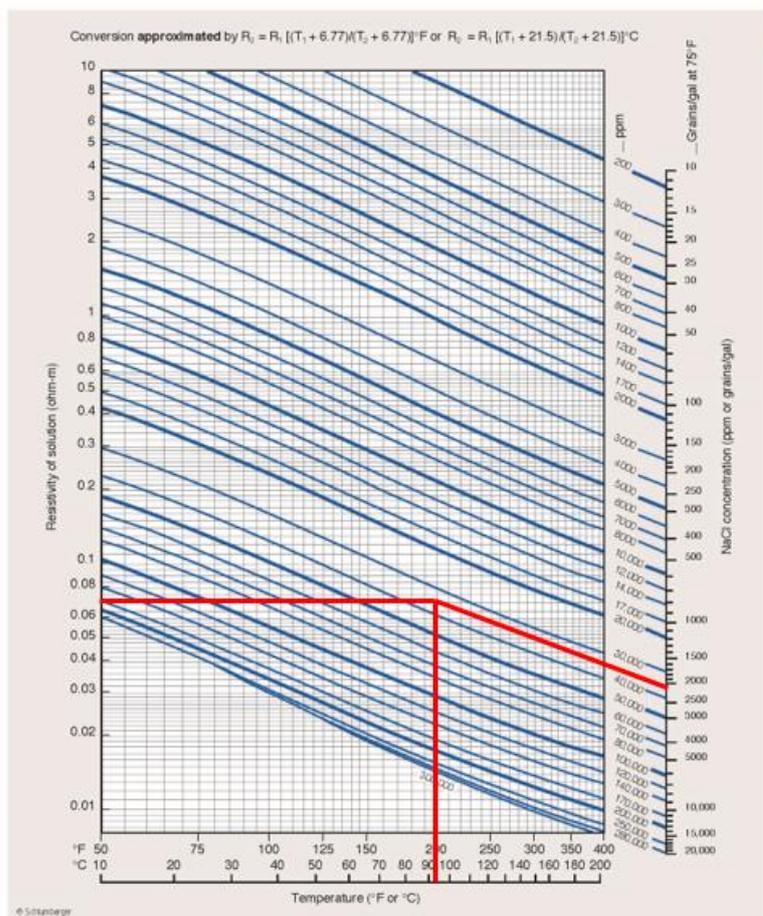


Рисунок 3.1- Определение расчетных коэффициентов для перевода концентрации солей в пластовой воде в эквивалентную концентрацию хлорида натрия [41]



1-5

Рисунок 3.2 – Определение сопротивления пластовой воды по значению эквивалентной концентрации хлорида натрия и температуры пласта [41]

Для использования уравнения Арчи нужно посчитать константы “а”, “m”, “n” и “b”. Константа “а” и “m” отвечают за геометрию порового пространства и за тип цементации соответственно, определяются путем построения зависимости между параметром пористости и пористости. Константы “n” и “b” описывают тип насыщения и вычисляются через зависимости параметров нефтенасыщенности к водонасыщенности. На Рисунках 3.3 и 3.4 представлены графики данных зависимостей. Полученные значения кф. Арчи выписаны в Таблице 3.4.

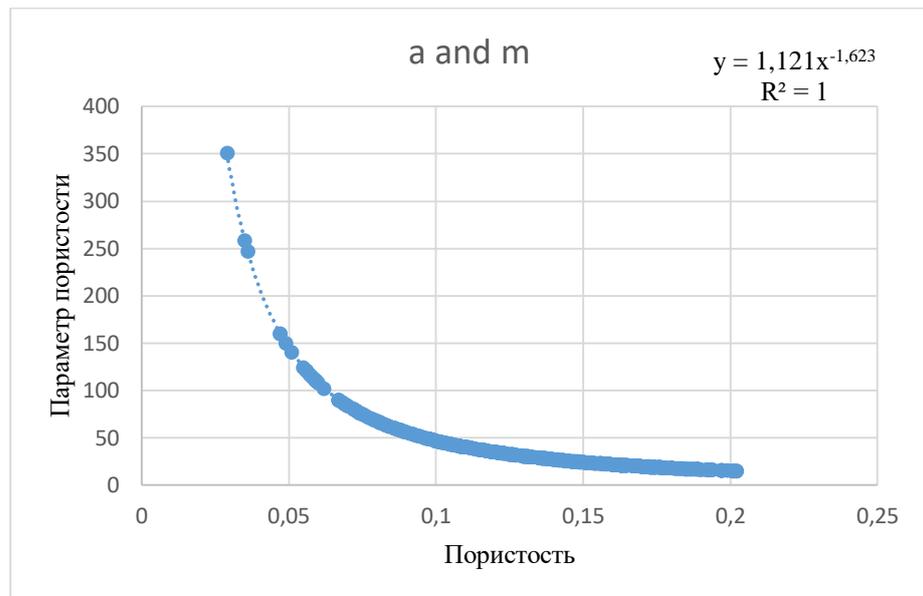


Рисунок 3.3 – Общая зависимость kernового значения параметра пористости к пористости

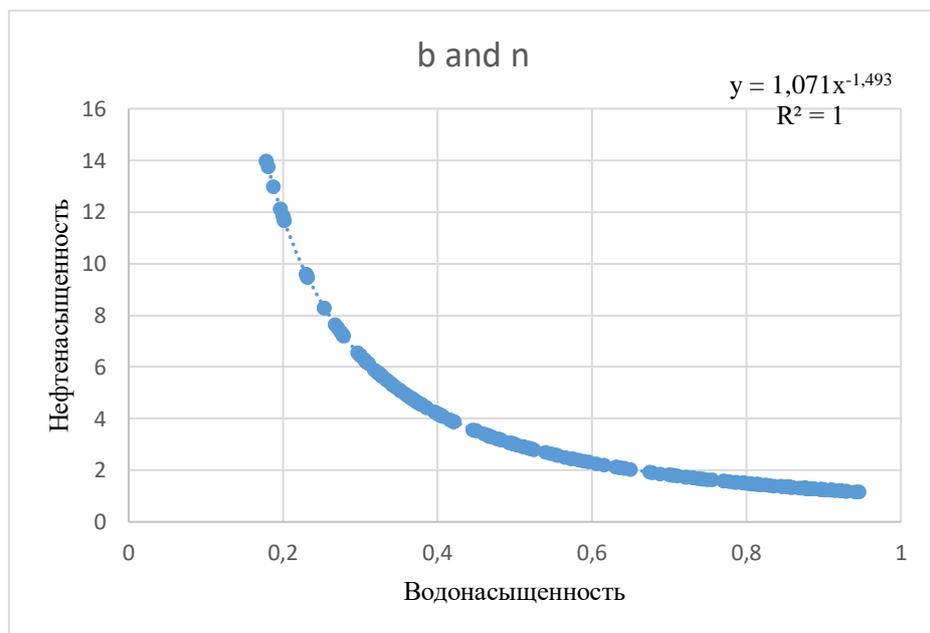


Рисунок 3.4 – Общая зависимость kernового значения параметра нефтенасыщенности к водонасыщенности

Таблица 3.4 – Константы Арчи для расчета глинистости

	a	b	m	n
Все зоны	1.121	1.071	1.629	1.493

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Начальные данные

Геологические исследования скважин являются одним из возможных источников получения информации о свойствах резервуара. Полученные данные позволяют определить петрофизические параметры, которые имеют решающее значение при подсчете запасов месторождения и подтверждения седиментологических вероятностей. На изучаемом месторождении были проведены следующие методы ГИС:

1) Метод ПС, ГК – позволяющие провести литологическое расчленение разреза [14].

2) Методы АК и НКТ, с помощью которых можно определить коэффициенты пористости [28,55].

3) Методы ИК и БК, характеризующие тип насыщения пласта [23].

4) МКЗ и БКЗ, данные методы фиксируют место расположение глинистой корки, то есть определяют положение границ продуктивных пластов.

5) Кавернометрия, измеряет фактический диаметр скважины и позволяет выделять коллектора.

4.2 Оценка глинистости

Перед тем как определять эффективную пористость, необходимо определить глинистость породы. Существует несколько методов определения глинистости.

Первый метод основан на использовании кривой ПС:

$$V_{sh} = \frac{U_{sp} - U_{spmin}}{U_{spmax} - U_{spmin}} \quad (4.1)$$

где U_{sp} – значения кривой на определенной глубине, U_{spmin} – минимальное значение для данной кривой и соответственно U_{spmax} максимальное значение.

Но для выбранного месторождения наилучшую сходимость по пористости для большинства скважин дали методы, основанные на гамма-излучении. Формула глинистости, основанная на данных кривых ГК представлена ниже.

$$V_{sh} = I_{gr} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4.2)$$

где GR – значения кривой на определенной глубине, GR_{min} минимальное значение для данной кривой и соответственно GR_{max} максимальное значение.

Для более точного определения глинистости были использованы уравнения, которые были выведены на основе данных с других месторождений:

1) уравнение Ларионова для пород, отложенных во время Мезозоя и более древних пород:

$$V_{sh} = 0.33 \cdot (2^{2I_{gr}} - 1) \quad (4.3)$$

2) Уравнение Ларионова для более молодых пород:

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.71 \cdot I_{gr}} - 1) \quad (4.4)$$

3) Модель Клавьера:

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{gr} + 0.7)^2} \quad (4.5)$$

4) Модель Штайбера:

$$V_{sh} = 0.5I_y / (1.5 - I_y) \quad (4.6)$$

5) Уравнение глинистости, основанное на данных по кривой нейтронного каротажа, где φN - значение нейтронного каротажа, φNcl - значение нейтронного каротажа в области распространения глин:

$$V_{sh} = \varphi N / \varphi Ncl \quad (4.7)$$

Ниже на Рисунке 4.1 представлен планшет, на котором изображены кривые, построенные по всем перечисленным выше методам. Как можно заметить глинистость определенная по методу Ларионова, имеет наименьшие значения глинистости, в то время как модель глинистости, построенная на основе линейного уравнения, наоборот завышает глинистость пласта. Кривые по методам Штайбера и Клавьера имеют более осредненные значения [27,50].

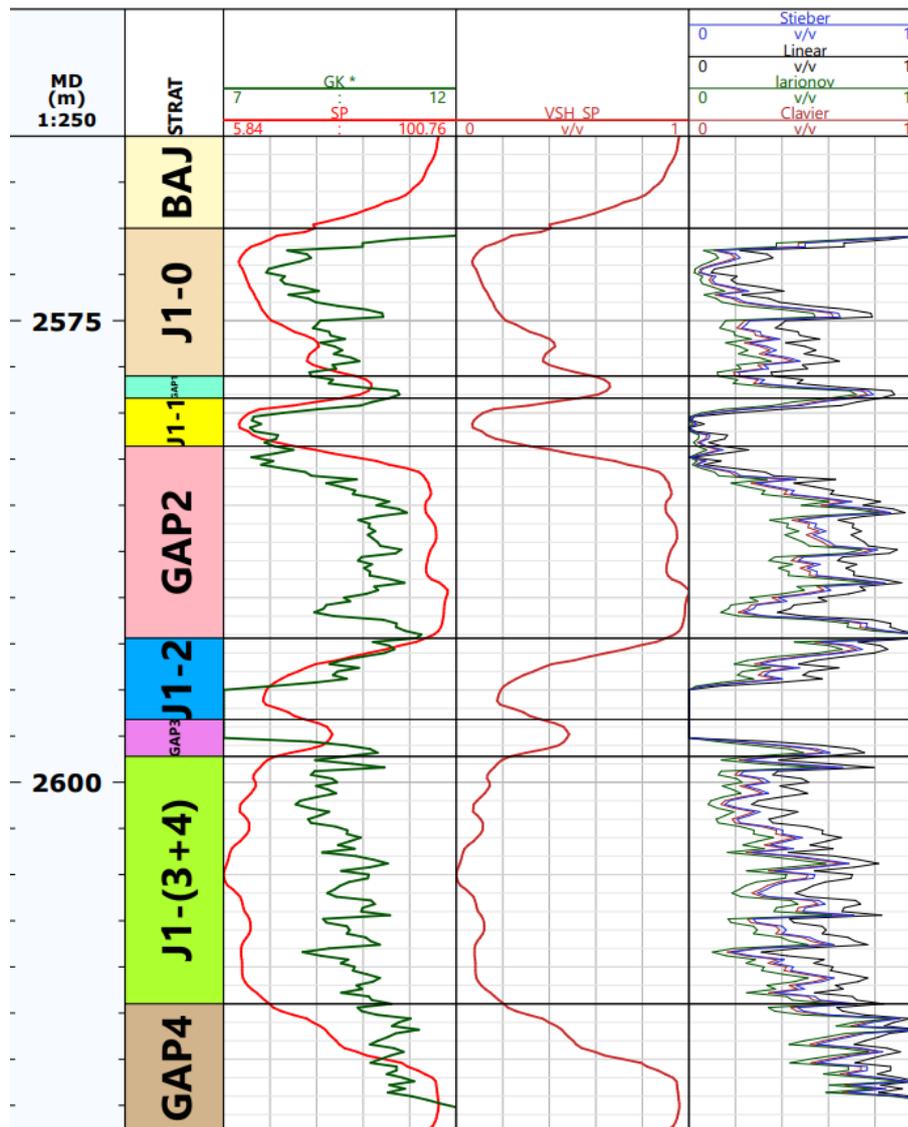


Рисунок 4.1 – Кривые глинистости, построенные с использованием всех методов

4.3 Определение пористости

Коэффициент пористости был определен на основе данных по акустическому (АК) и нейтронному (НКТ) каротажу. Эффективная пористость определяется путем включения в расчеты глинистости, описанной в предыдущей главе. В конечном итоге данные по эффективной пористости, полученной по кривым ГИС должны иметь прямую зависимость с данными по открытой пористости полученных в лабораторных исследованиях по керновым материалам. Метод, который покажет наивысшую коррелируемость данных будет считаться наиболее репрезентативным и будет использоваться в дальнейшем для последующих расчетов проницаемости и водонасыщенности.

Так как для данного месторождения были проведены только нейтронный и акустический каротаж кривых с помощью которых можно определить пористость резервуара, то дальнейшие расчеты будут основываться на данных двух методов.

Формула для нейтронного гамма каротажа:

$$\varphi_e = \varphi_t - V_{sh} \cdot \varphi_{sh} \quad (4.8)$$

где V_{sh} - значение объемной глинистости;

φ_t - значение водородосодержания;

φ_{sh} -значение водородосодержания взятой в зоне глин.

Для построения кривой водородосодержания были отобраны минимальны и максимальные значения по кривой нейтронного каротажа, а также подобраны значения минимального и максимального значения водородосодержания. Ниже представлен Рисунок 4.2 описывающий полученную зависимость.

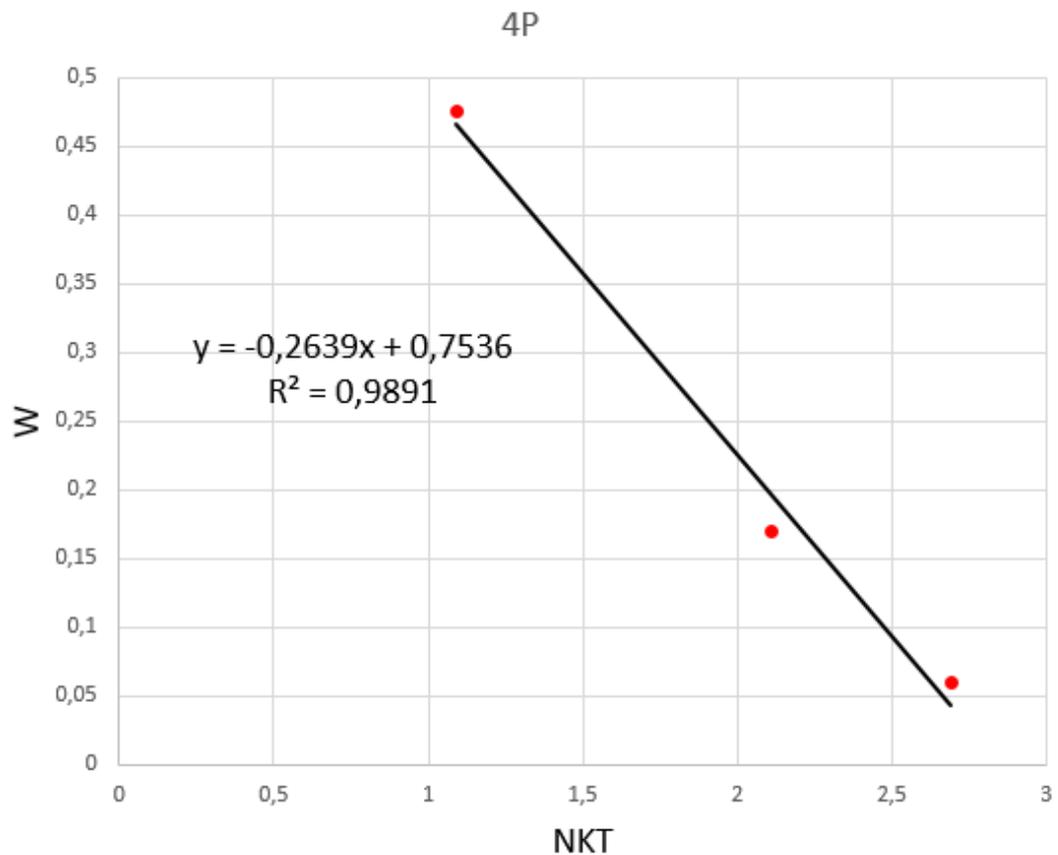


Рисунок 4.2 - Зависимость водородосодержания от значений нейтронного каротажа

Формула для акустического каротажа:

$$\varphi_t = \frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad (4.9)$$

где t - время пробега волны, записанное по акустическому каротажу;

t_{ma} – время пробега волны в скелете песчаника;

t_f – время пробега волны в буровом растворе.

Также пористость рассчитывалась с помощью специального модуля в программном обеспечении «Techlog», который рассчитывает эффективную пористость путем построения кроссплота пористостей нейтронного и акустического каротажа. Для построения данного кроссплота необходимо определить значения нейтронного и акустического каротажа в зоне глин, а также рассчитать значение водородосодержания исходя из значений по

нейтронному каротажу. В Таблице 4.1 указаны константы для расчета пористостей. [9,36,39,43,45,49,54]

Таблица 4.1- значения водородосодержания и акустического каротажа в глинах

№ скважины	Значение водородосодержания в глинах	Значение акустического каротажа в глинах
X1	0.33	296
X2	0.35	
X3	0.26	302.5
X4	0.33	300.6
X5	0.28	
X6	0.2	308.7
X7	0.26	
X8	0.33	
X9	0.3	
X10	0.32	

Для скважин, включающих измерения по акустическому и нейтронному каротажу, был проанализирован каждый метод, после чего для последующих расчетов был отобран метод с наивысшей корреляцией данных.

Для скважины X1 по результатам исследования данных кривых ГИС метод определения пористости через нейтронно-акустический кроссплот дал наилучшее схождение с данными по керну (Рисунки 4.3).

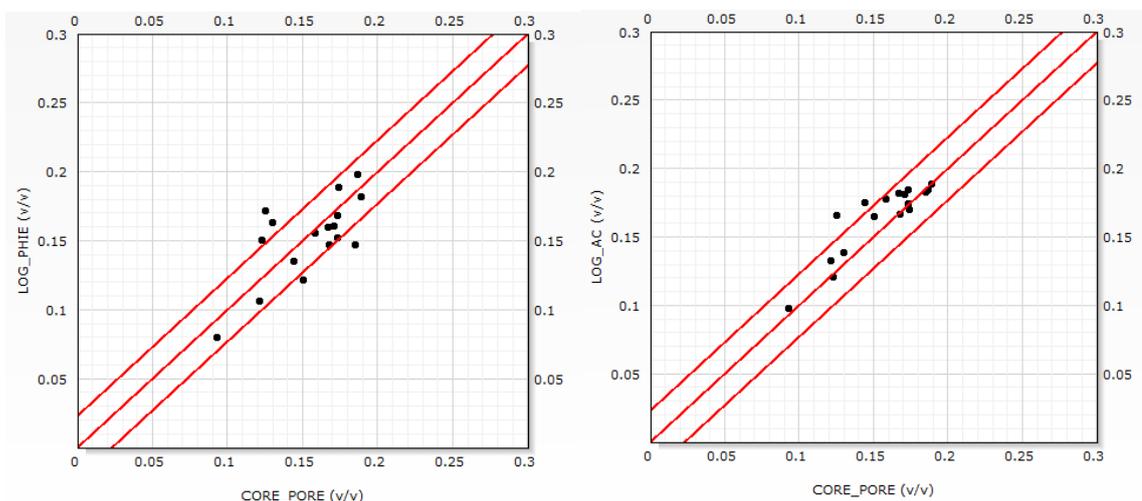


Рисунок 4.3 – а) Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронному гамма-каротажу, б) Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронно-акустическому каротажу.

Х4 скважина имеет наилучшую корреляцию при использовании нейтронного каротажа (Рисунок 4.4).

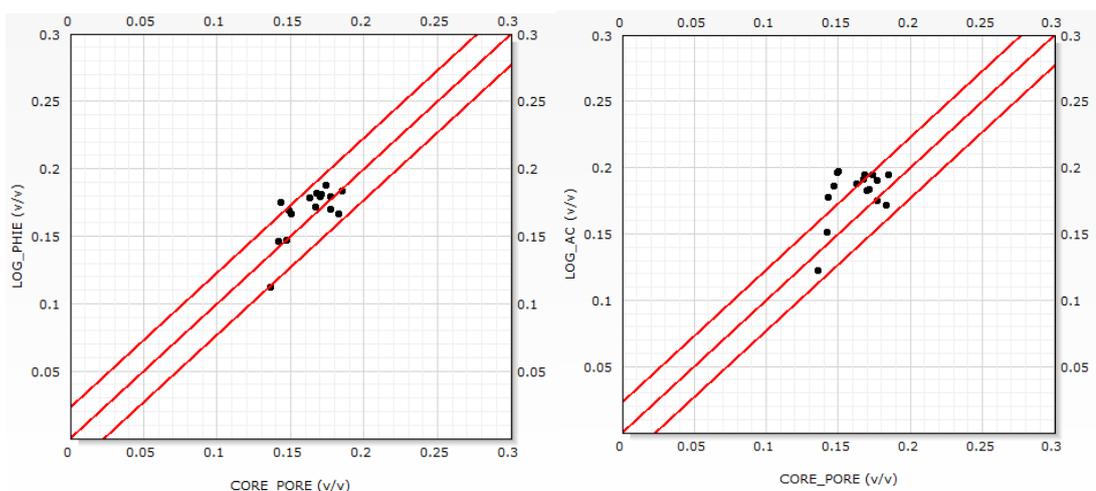


Рисунок 4.4 – а) Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронному гамма-каротажу, б) Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронно-акустическому каротажу.

Для скважины Х3 по результатам исследования данных кривых ГИС метод определения пористости через нейтронно-акустический кроссплот дал наилучшее схождение с данными по керну (Рисунок 4.5). Также на Рисунке 4.6 изображен кроссплот пористости пластов Ю₁⁰⁻¹ для всех скважин.

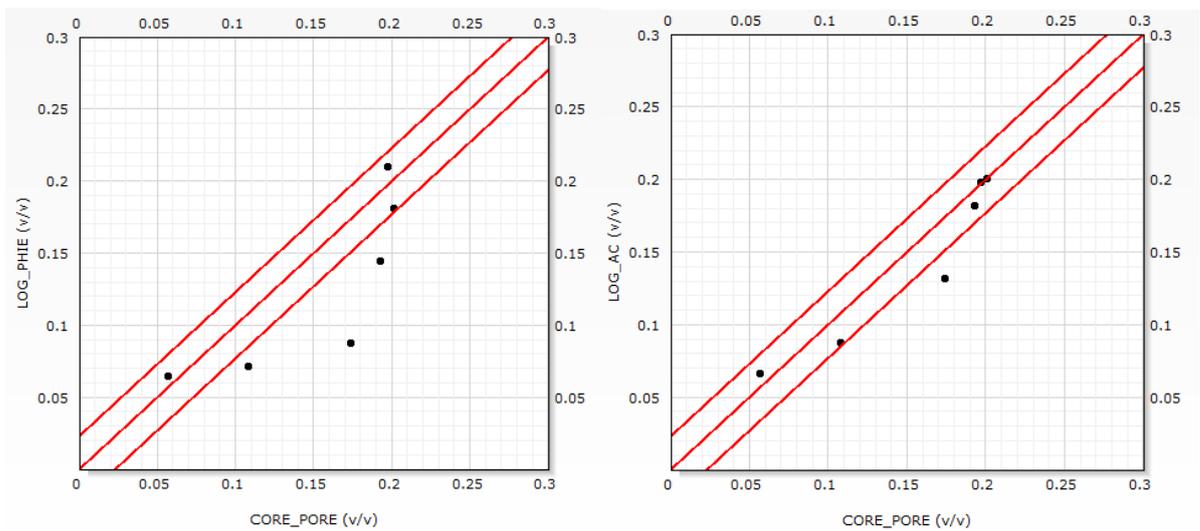


Рисунок 4.5 – Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронному гамма-каротажу (а); Кросс-плот пористости по керну к пористости по нейтронно-акустическому каротажу (б)

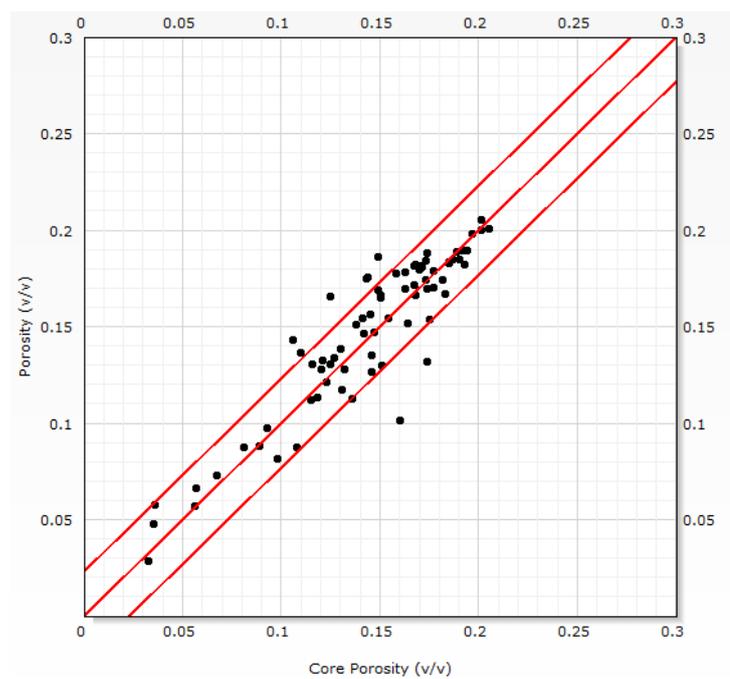


Рисунок 4.6 – Общая для пластов Ю₁⁰⁻¹ корреляция пористости по всем скважинам

4.4 Расчет проницаемости

Уравнение для расчета проницаемости было получено на основе зависимости керновых данных проницаемости от пористости. Достоверность полученного уравнения проверялась путем проведения корреляции керновых и ГИС измерений. Ниже на Рисунке 4.7. представлен график зависимости проницаемости от пористости по материалам исследования керна для всех скважин, для пласта Ю₁⁰⁻¹. [30,33,52]

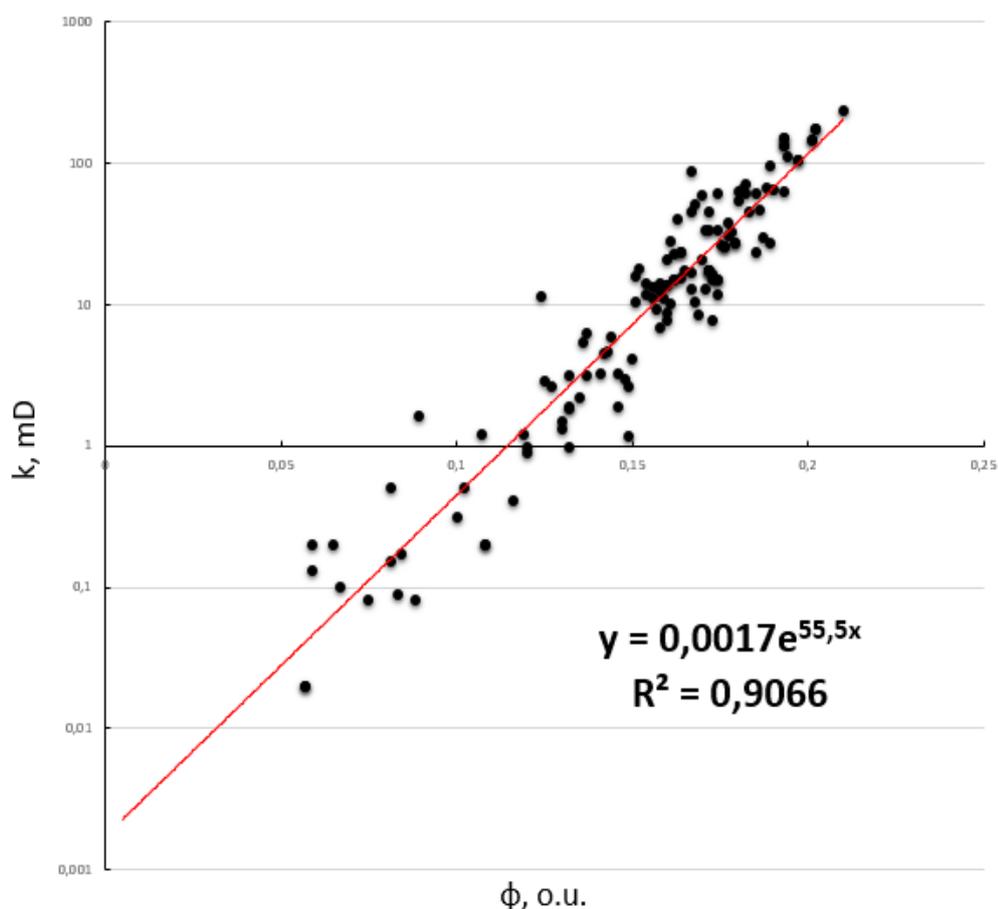


Рисунок 4.7 - Общая, для всего месторождения, зависимость керновая пористость-керновая проницаемость

Полученное уравнение показало низкую степень коррелируемости данных керна и ГИС. Ниже на Рисунке 4.8 представлен график зависимости данных по проницаемости керна-ГИС, используя общее уравнение.

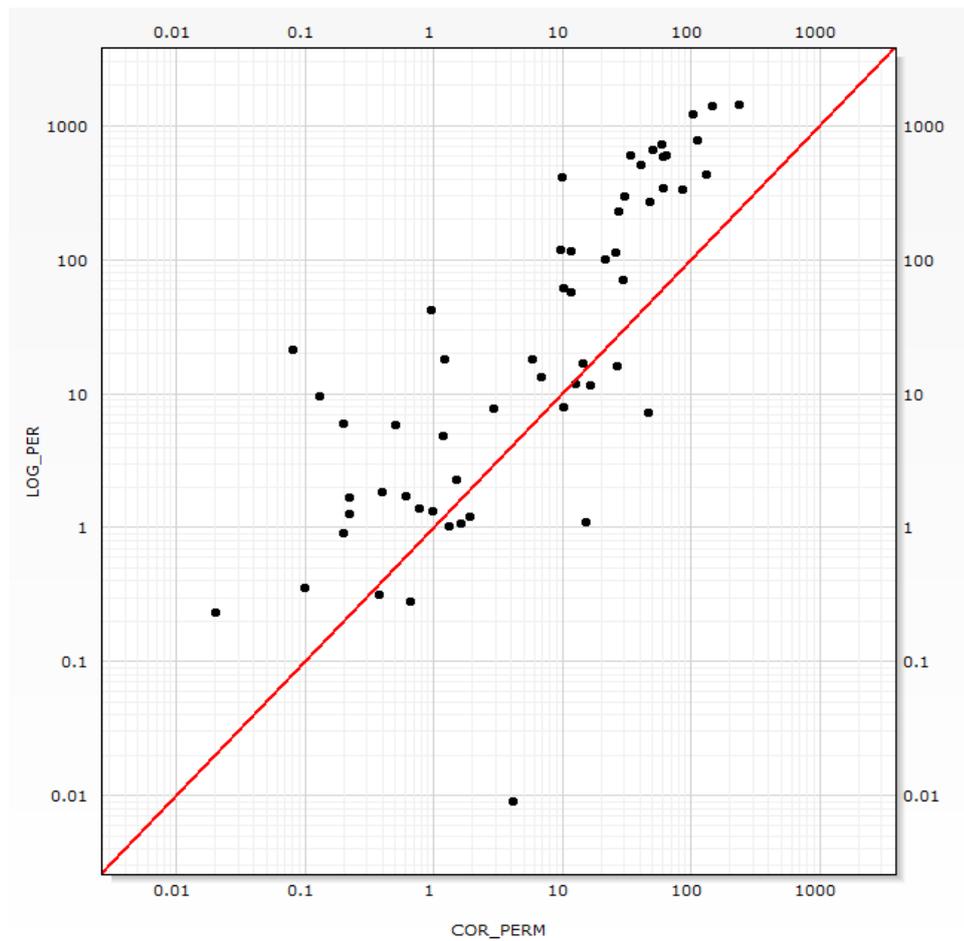


Рисунок 4.8 – Корреляционная зависимость проницаемости по керну и проницаемости полученной по ГИС через общее уравнение

В результате чего, для достижения более качественной зависимости, изучаемое месторождение было разделено на зоны на основе данных пористости и проницаемости, а также пористости и водонасыщенности, полученных по керновым материалам и на основе кривых ГИС (Рисунок 4.9).

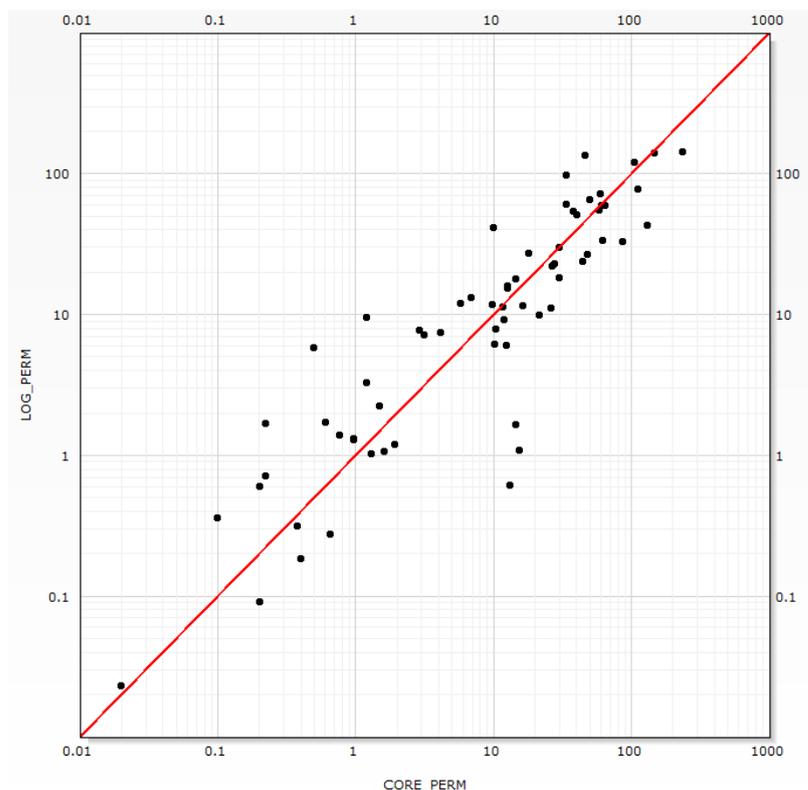


Рисунок 4.9 - Корреляционная зависимость проницаемости по керну и проницаемости полученной по ГИС в случае зонирования месторождения

4.5 Анализ расчета водонасыщенности

Для расчета водонасыщенности использовались следующие 4 метода: метод Арчи-Дахнова, для слабо заглинизированных песчаников; уравнение по методу Симанду, для коллекторов, имеющих рассеянный тип глинистости; “Индонезийское” уравнение, также для коллекторов с рассеянным типом глинистости; метод основанный на уравнение двойной воды, учитывающий влияние глинистости. Уравнения для каждого метода представлены ниже:

Уравнение Арчи-Дахнова:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b}{\varphi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t}} \quad (4.10)$$

где a – константа, определяющая геометрическое строение порового пространства;

b – константа, определяющая геометрическое строение порового пространства;

m – константа, определяющая характер цементации порового пространства;

n – константа, определяющая характер насыщения порового пространства;

R_w – сопротивление пластовой воды, Ом·м;

R_t – сопротивление горной породы, насыщенной пластовыми флюидами, Ом·м;

φ – пористость, д. е..

Данный метод показал наилучший уровень корреляции общей водонасыщенности со связанной водой, найденной по исследованиям керна для большинства скважин.

Уравнение Симанду:

$$S_w = \frac{a \cdot b \cdot R_w}{2 \cdot \varphi^m} \left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \varphi^m}{a \cdot b \cdot R_t \cdot R_w}} \quad (4.11)$$

где R_{sh} – сопротивление в глинах, Ом·м

Индонезийское уравнение:

$$S_w = \frac{n}{2} \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{\varphi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot b \cdot R_w}} \right) + \left(\frac{V_{sh}^{\left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}}{\sqrt{R_{sh}}} \right)} \cdot \sqrt{R_t}} \quad (4.12)$$

Данные методы показали низкую степень корреляции. Ниже представлены графики зависимостей водонасыщенности для скважины Х4 в которой уравнение Симанду показало наилучшую корреляцию (Рисунки 4.10 - 4.12) А также графики общей водонасыщенности по всем скважинам для пласта Ю₁⁰⁻¹ для двух случаев: по общему уравнению для всего

месторождения и по конкретному уравнению для каждой зоны.
[29,34,38,44,48,51]

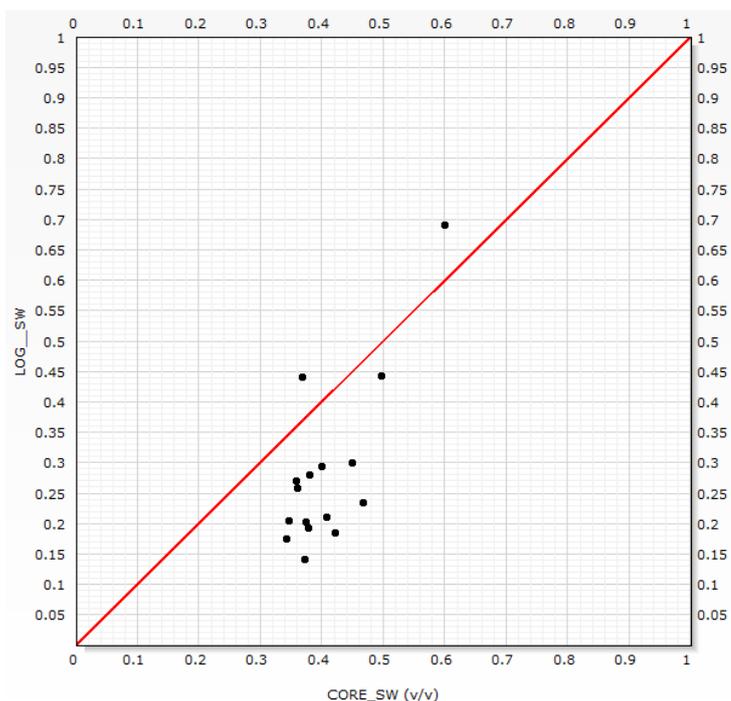


Рисунок 4.10 - Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Арчи-Дахнова

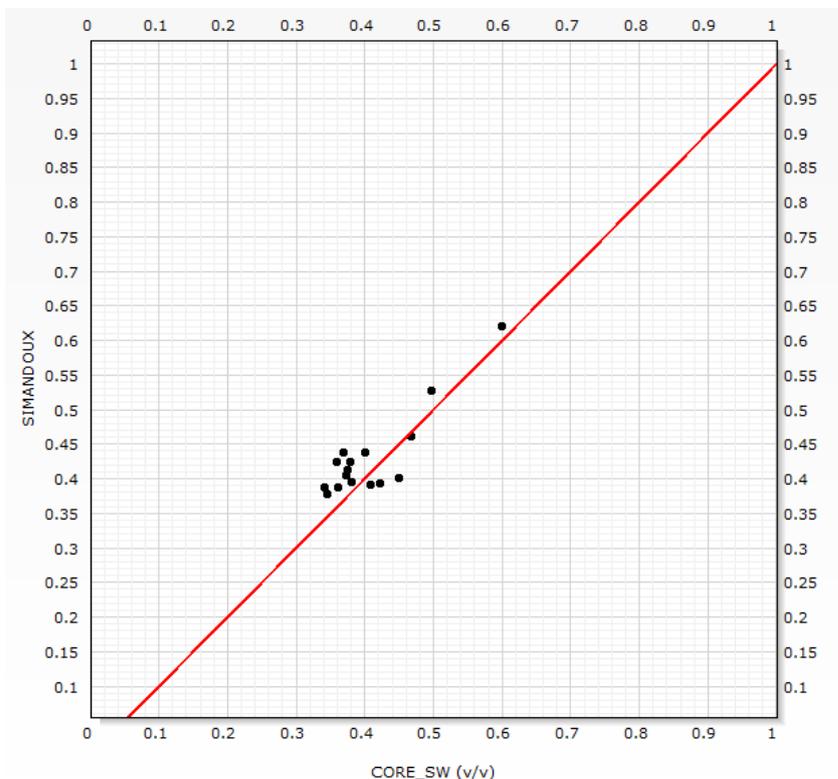


Рисунок 4.11 - Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и расчетной по модели Симанду

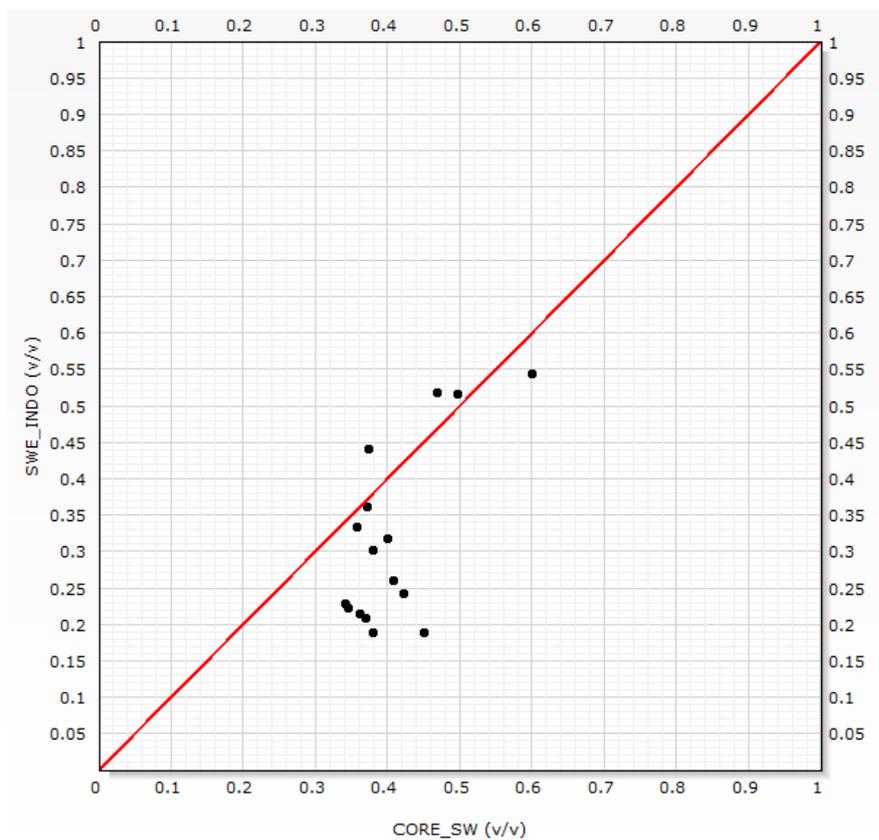


Рисунок 4.12 - Корреляционная зависимость остаточной водонасыщенности по керну и по Индонезийскому уравнению

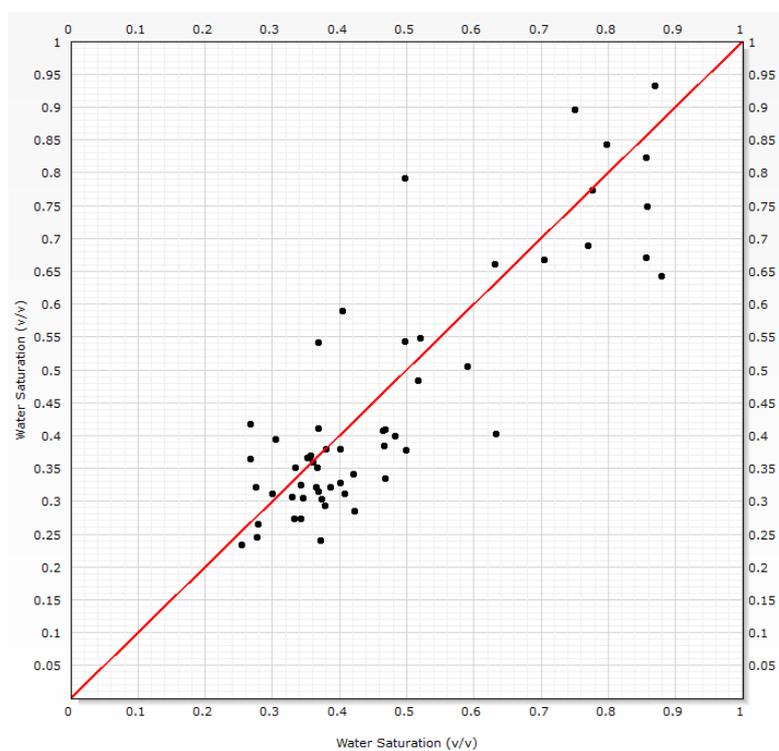


Рисунок 4.13 - Корреляционная зависимость водонасыщенности при использовании отдельного уравнения по каждой зоне

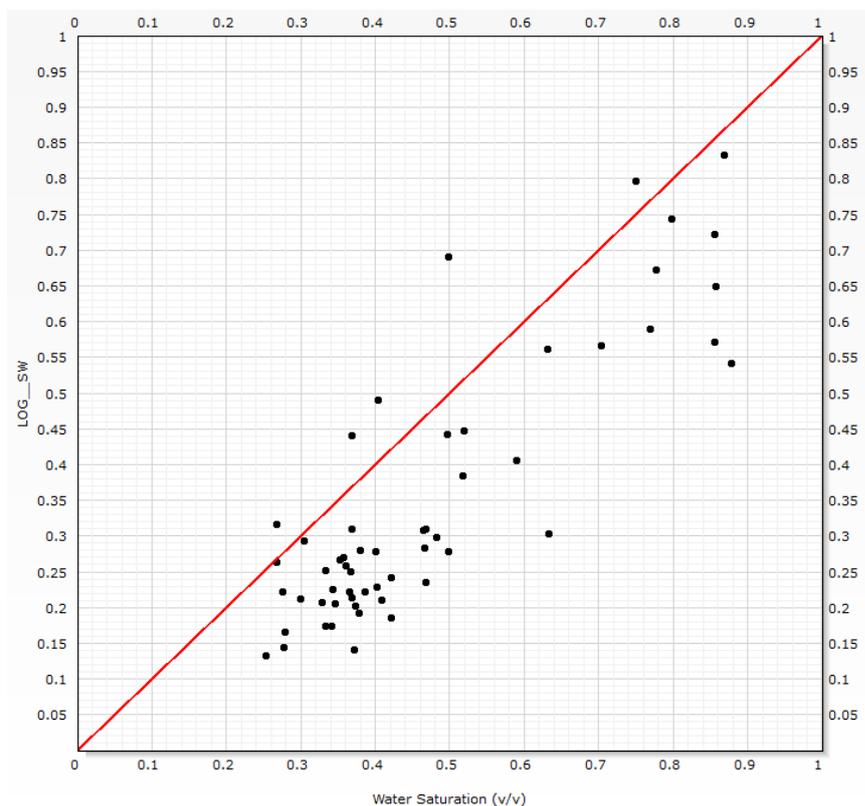


Рисунок 4.14 - Корреляционная зависимость водонасыщенности при использовании общего уравнения по всему месторождению

4.6 Определение эффективной мощности залежи

Расчеты критериев отсека проводились для определения продуктивных интервалов и оценки средних значений петрофизических параметров. Этот процесс включает в себя определение критических значений таких параметров как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность. Итогами расчета является определение расположения продуктивной части пласта Ю₁¹ и Ю₁⁰.

4.7 Критерий отсека по водонасыщенности

Критерий отсека по водонасыщенности был определен путем построения графика зависимости фракционного расхода от водонасыщенности. Прежде всего, параметр фракционного потока

определяется на основе имеющихся данных о пласте по следующему уравнению:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (4.13)$$

где μ_w – вязкость воды, μ_o – вязкость нефти, k_{ro} – относительная проницаемость нефти, k_{rw} – относительная проницаемость воды. После чего строится график зависимости фракционного потока от насыщения (Рисунок 4.15).

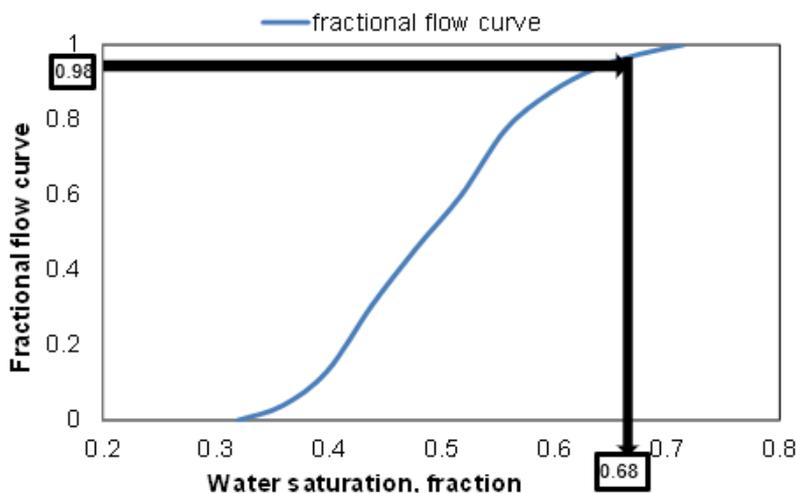


Рисунок 4.15 – Критерий отсечения по водонасыщенности

Как можно заметить по графику выше, критическое значения водонасыщенности для пласта Ю₁⁰⁻¹ равняется 68%.

4.8 Критерий отсечения по глинистости

На следующем этапе критическое значение глинистости пласта вычислялось из графика зависимости частоты от глинистости (Рисунок 4.16).

По результатам исследования видно, что при значении глинистости выше 28% пласт не является продуктивным.

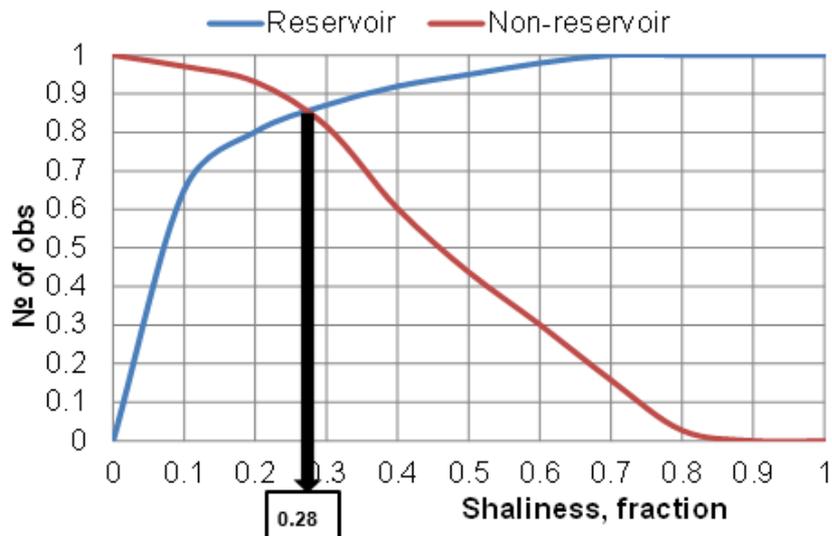


Рисунок 4.16 – Критерий отсеечения по глинистости

4.9 Критерий отсеечения по пористости

Существует несколько методов расчета критического значения пористости породы. Один из методов включает построение графика зависимости данных пористости, полученных из керновых исследований, от динамической пористости, которая равна: [37]

$$\varphi_{dyn} = \varphi \cdot (1 - S_{or} - S_{wir}) \quad (4.14)$$

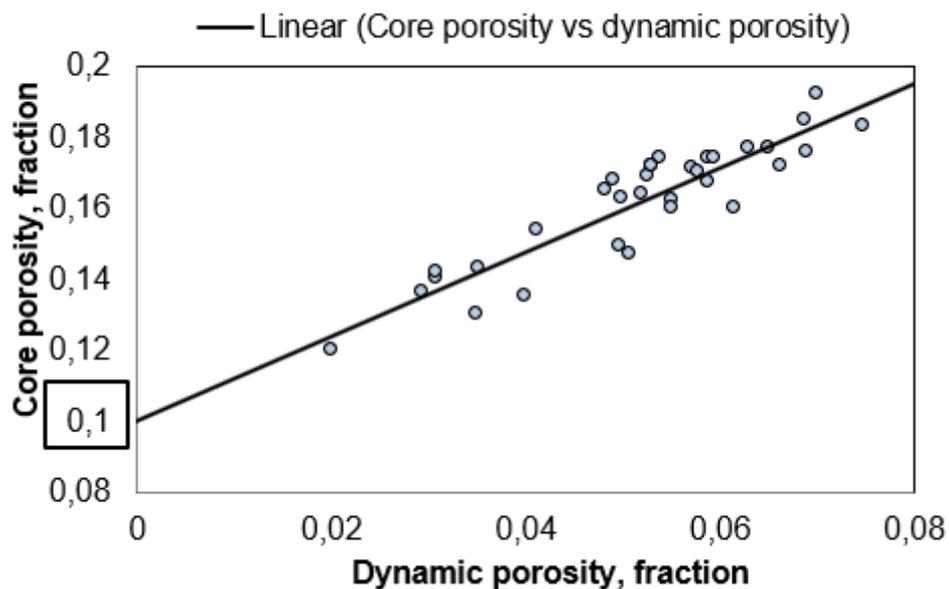


Рисунок 4.17 – Критерий отсеечения по пористости

Исходя по полученным данным по графику критическое значение пористости составляет 10%. Метод позволяет снизить зависимость пористости от других параметров и, как следствие, получить более адекватное значение (Рисунок 4.17).

4.10 Критерий отсека по проницаемости

Последним параметром, критическое значение которого было определено, была проницаемость пласта. Метод, который применялся для получения результата, аналогичен определению пористости. Однако вместо значений пористости использовались данные проницаемости (Рисунок 4.18).

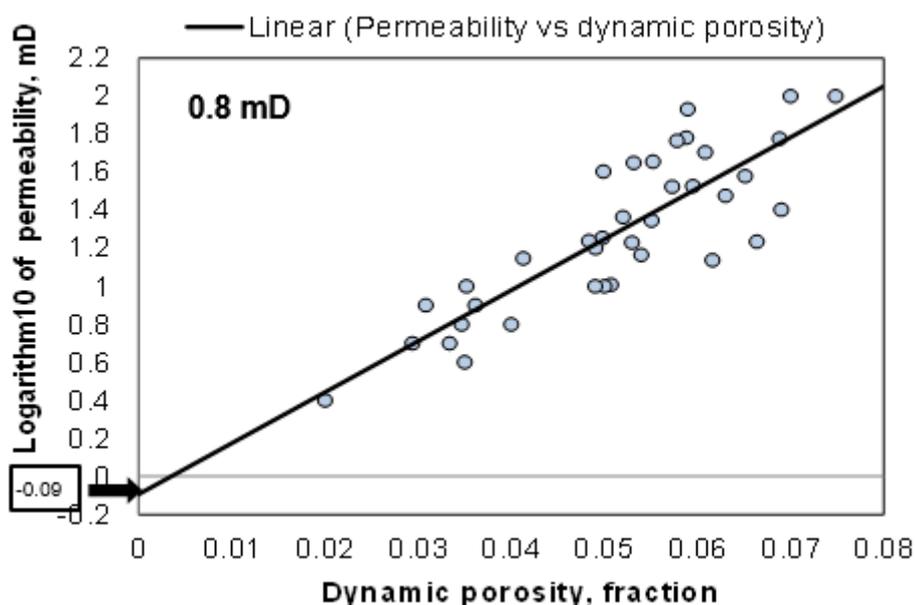


Рисунок 4.18 – Критическое значение проницаемости

После построения графика выбирается точка пересечения линии с вертикальной осью. Таким образом, части формаций Ю₁¹ и Ю₁⁰, где значения проницаемости менее 0,8 мД, они не считаются полезными зонами.

На основании полученных результатов были отсечены непродуктивные зоны пласта. Точная оценка петрофизических параметров позволяет адекватно идентифицировать исходное количество нефти в резервуаре (СТОИР), которое является критическим параметром для любого процесса в

нефтяной индустрии. Кроме того, петрофизические параметры каждой зоны следует оценивать максимально корректно, для того чтобы точно отражать реальные свойства пласта.

4.11 Построение геологической модели

Для определения количества запасов, для распространения свойств пористости и проницаемости была построена геологическая модель для изучаемого месторождения. Модель была спроектирована на основании сейсмических и геофизических исследований. Ниже представлены Рисунки 4.19 – 4.26 (поверхности пласта Ю₁¹⁻⁰, карта зональности, карты распространения пористости и проницаемости и карта запасов).

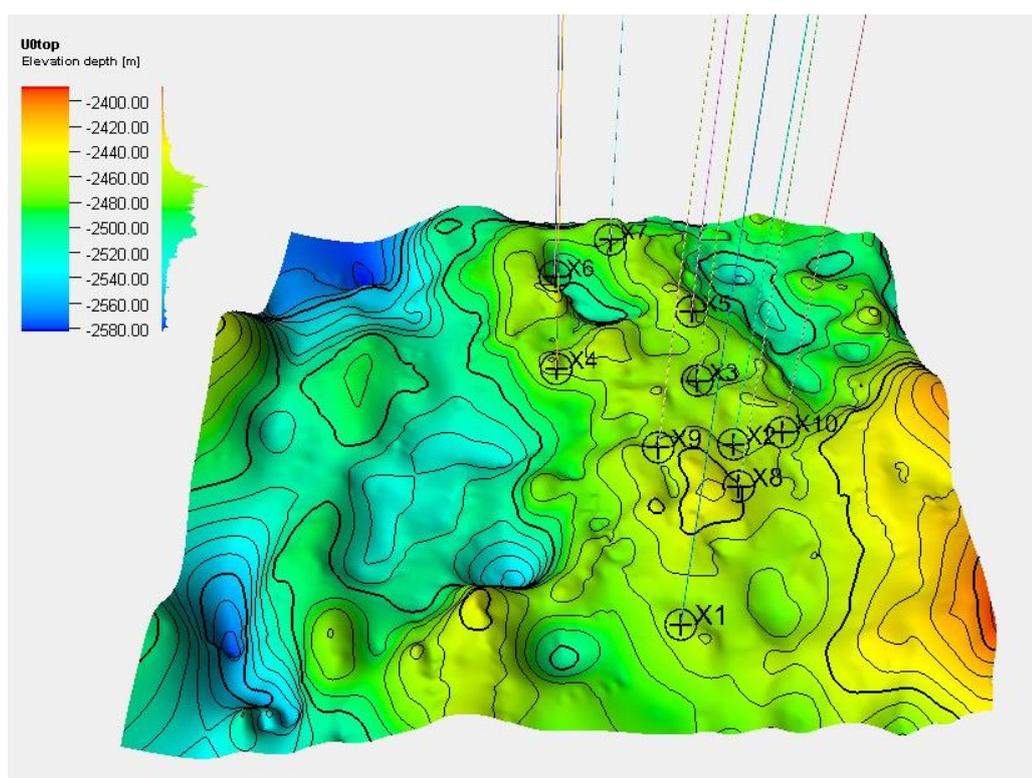


Рисунок 4.19 – Структурная карта пласта Ю₁⁰

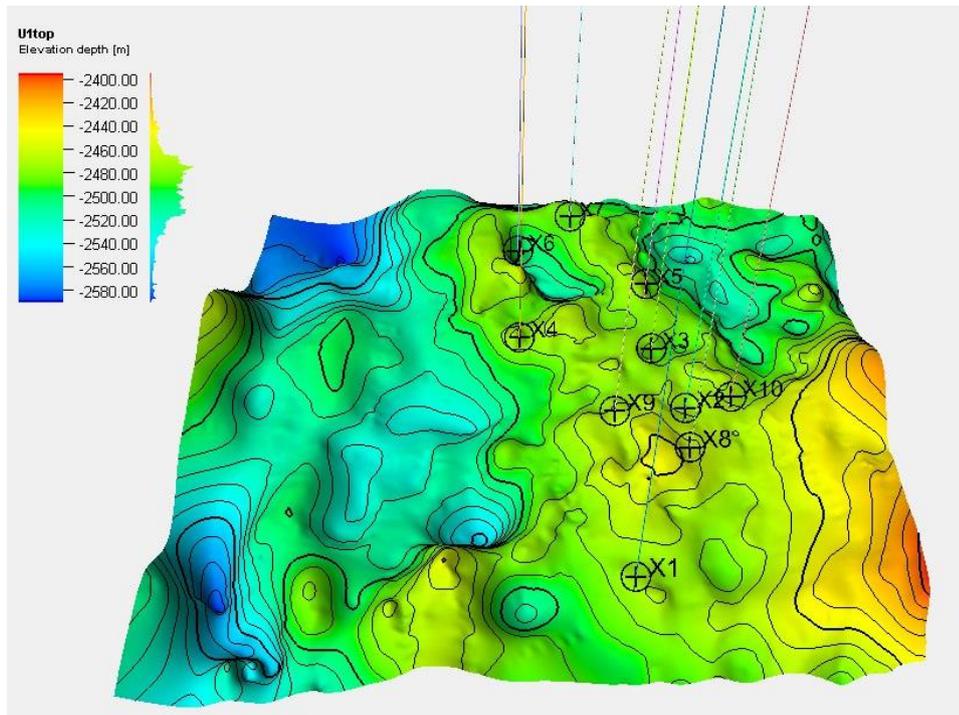


Рисунок 4.20 – Структурная карта пласта Ю₁¹

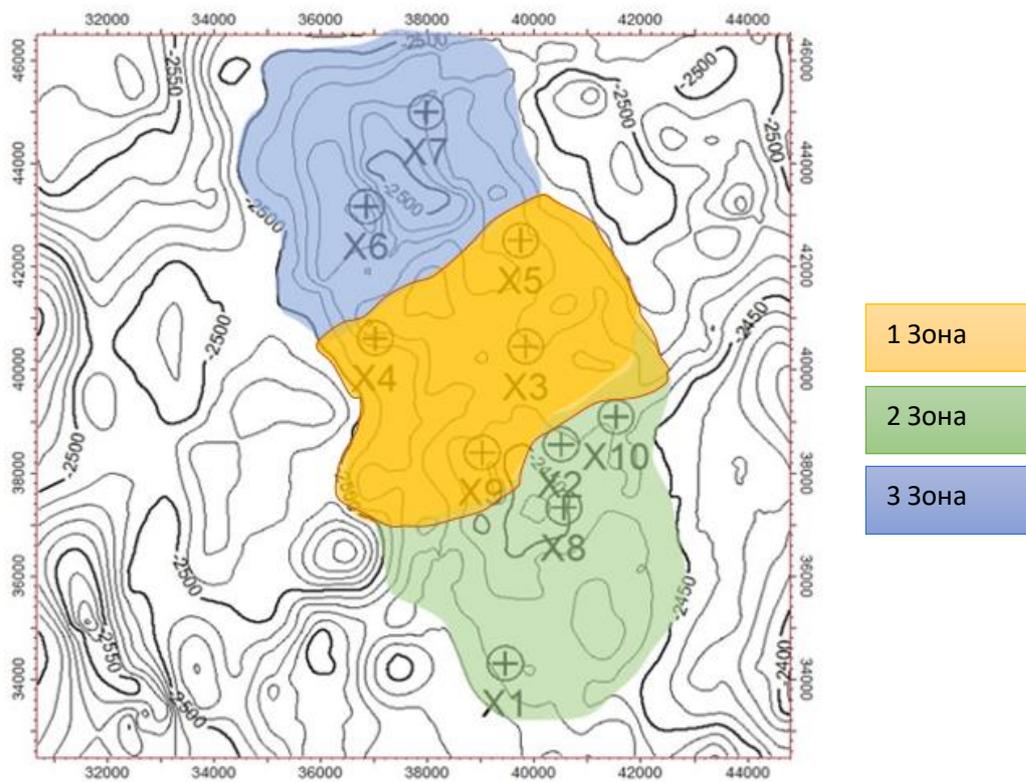


Рисунок 4.21 – Карта зональности

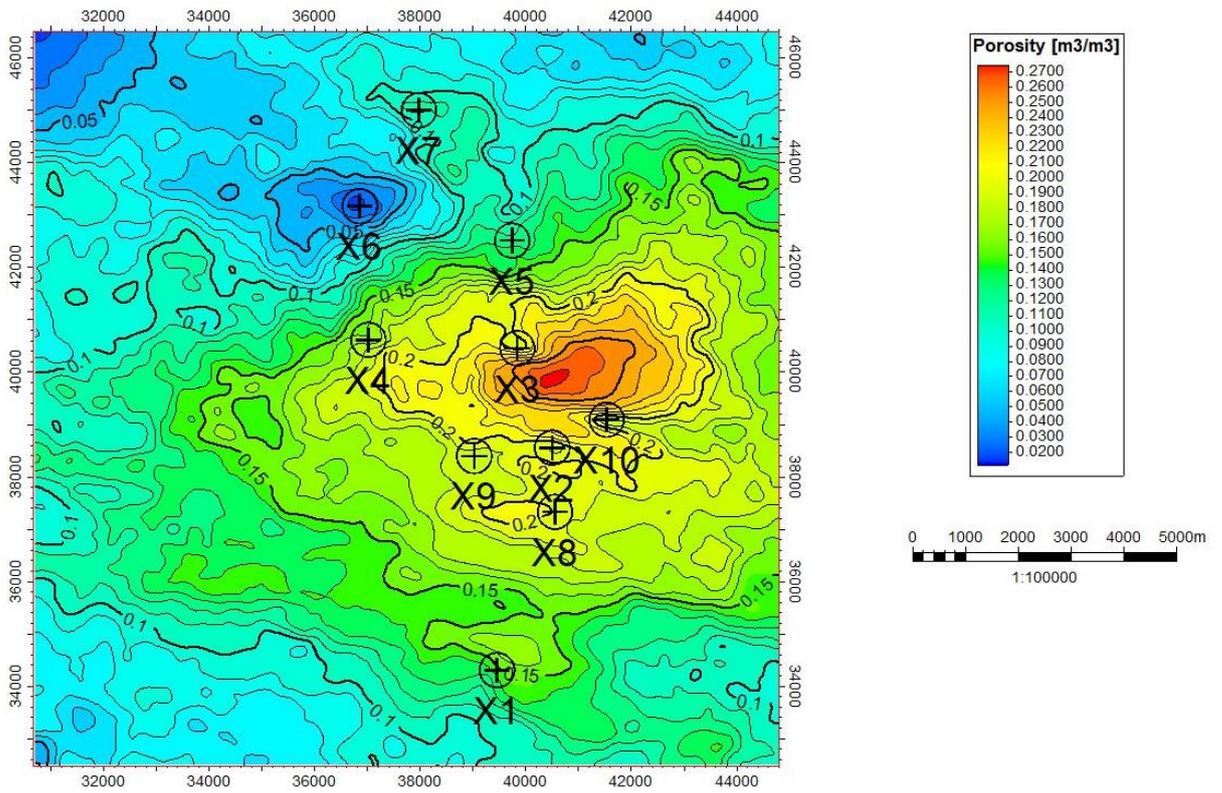


Рисунок 4.21 – Карта пористости пласта Ю₁⁰

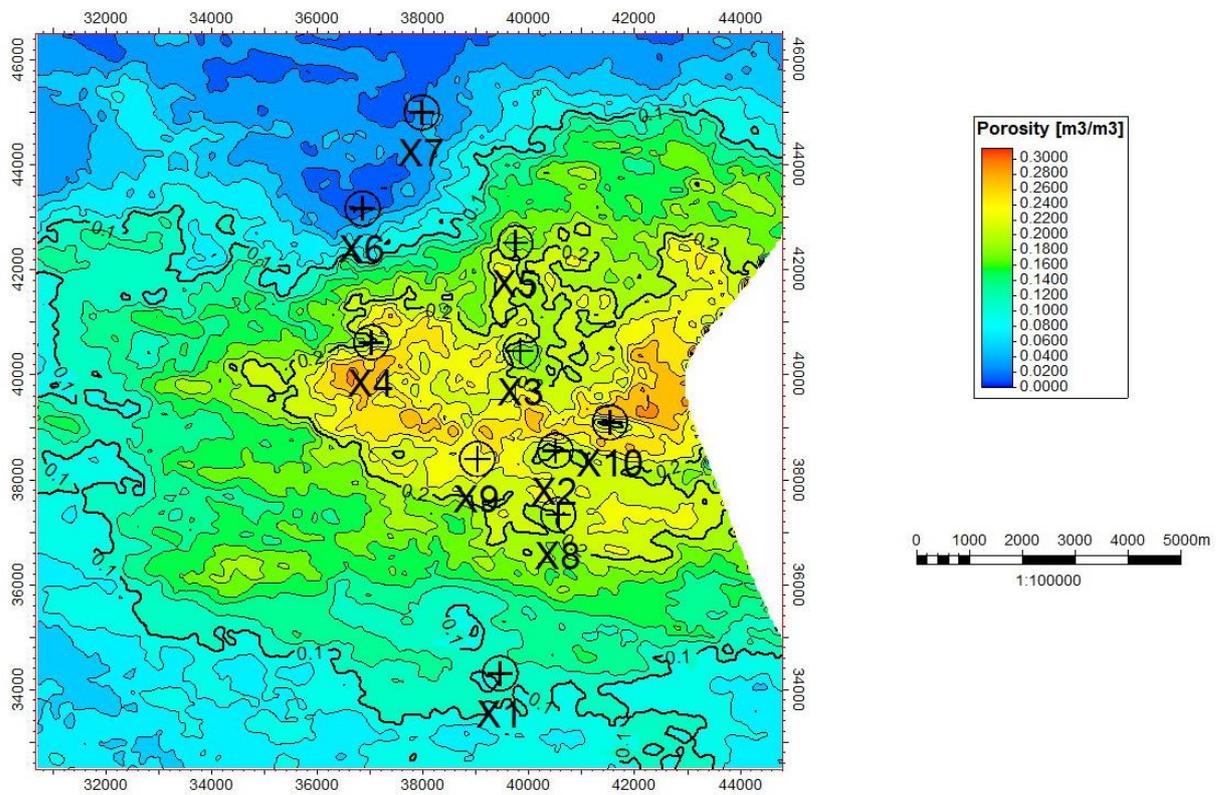


Рисунок 4.22 – Карта пористости пласта Ю₁¹

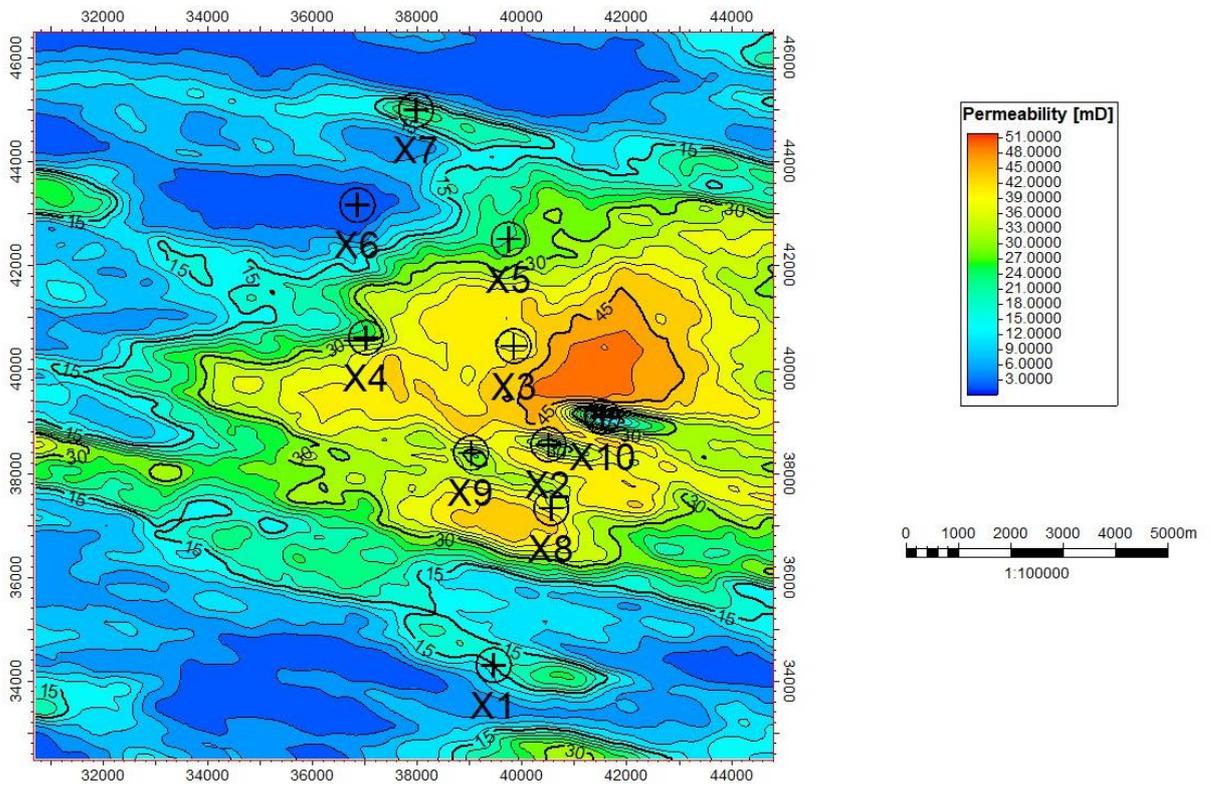


Рисунок 4.23 – Карта проницаемости пласта Ю₁⁰

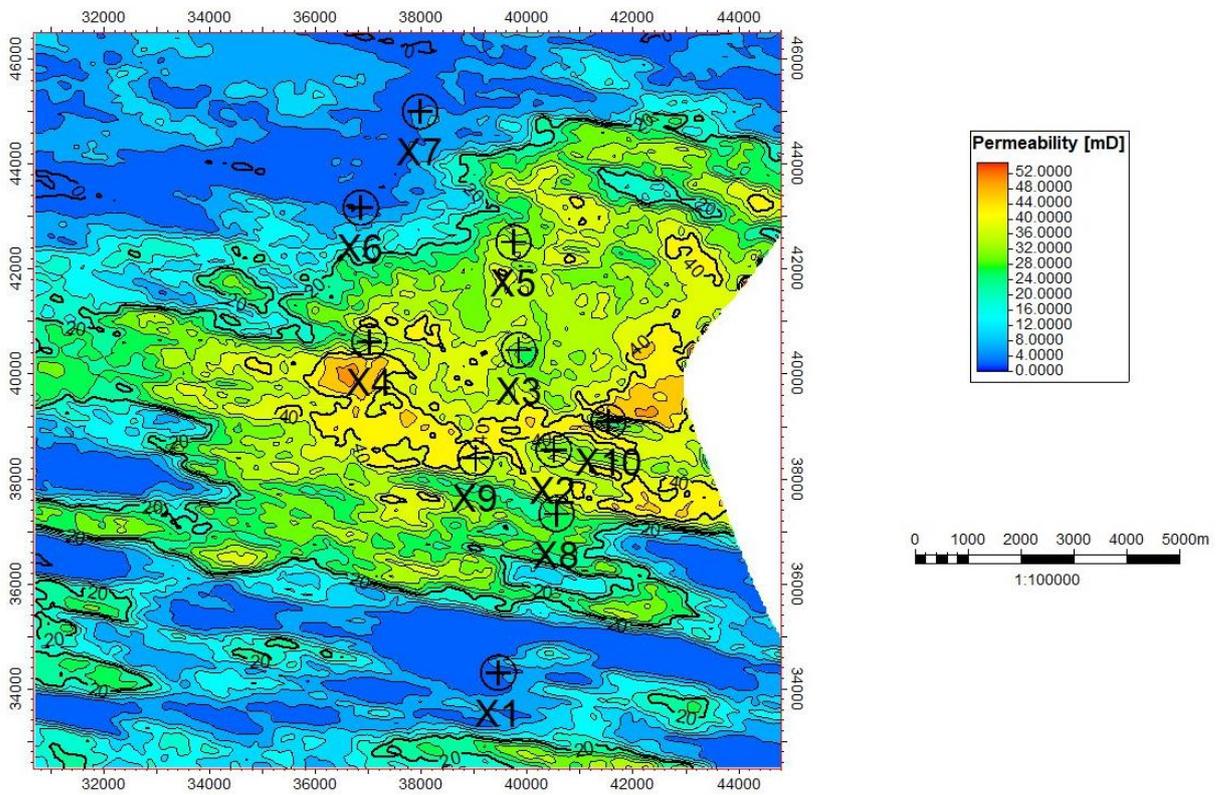


Рисунок 4.24 – Карта проницаемости пласта Ю₁¹

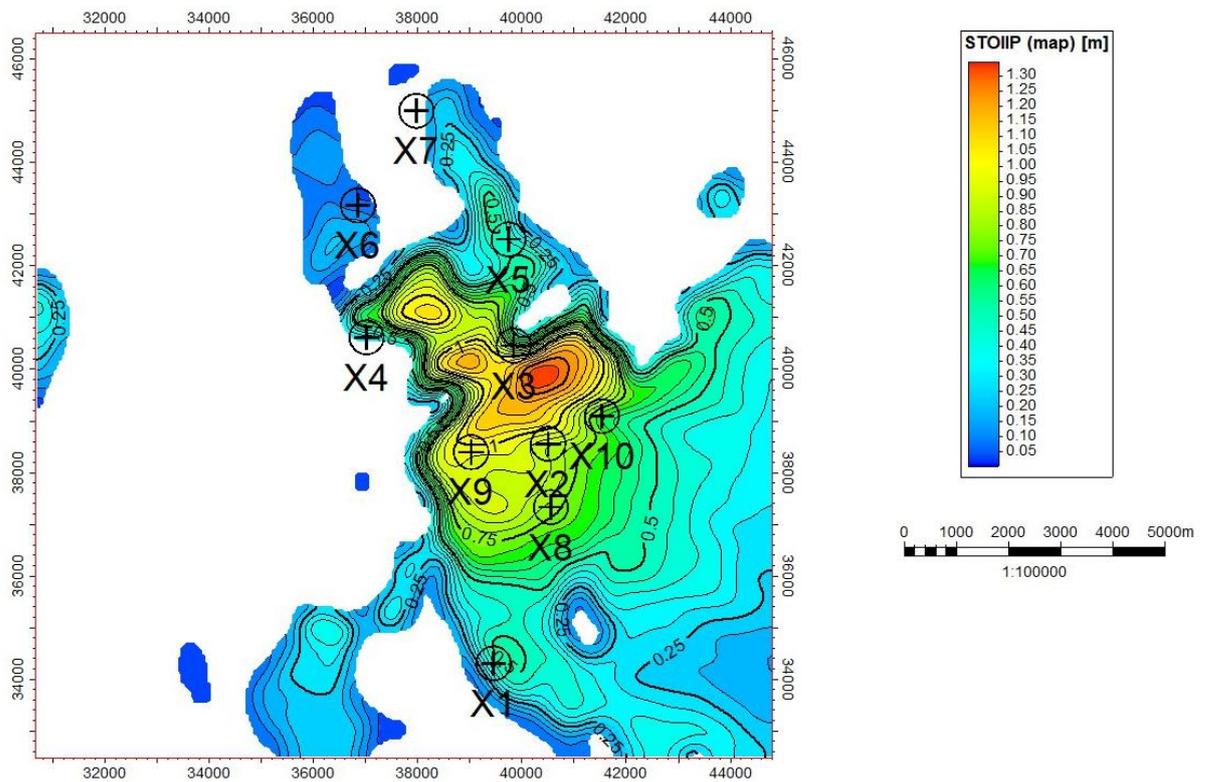


Рисунок 4.26 – Карта распределения запасов

Как видно из рисунков, тренд распространения пористости и проницаемости совпадает для обоих пластов. Также необходимо заметить и качество распространения свойств. Центральная часть барового тела характеризуется наилучшими коллекторскими свойствами по сравнению со склоновой и периферийной частью песчанистого тела.

5 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

По результатам проведенного исследования было выяснено, что изучаемый пласт Ю₁⁰⁻¹ представляет собой протяженное подводное баровое тело, которое было вскрыто 10 скважинами. По результатам изучения керновых данных и исследований ГИС, было определена неоднородность свойств по отдельным зонам месторождения. Было предпринято решение на основании полученных данных поделить месторождение на зоны, которые характеризуются схожими свойствами коллектора. Для определения влияния изменчивости свойств пласта при подсчете запасов, были проведены исследования изучения глинистости, пористости, проницаемости, и водонасыщенности. По полученным данным определялись критерии отсека, которые в дальнейшем использовались для построения геологической модели. Ниже представлены готовые планшеты по каждой скважине (Рисунки 5.1 – 5.8).

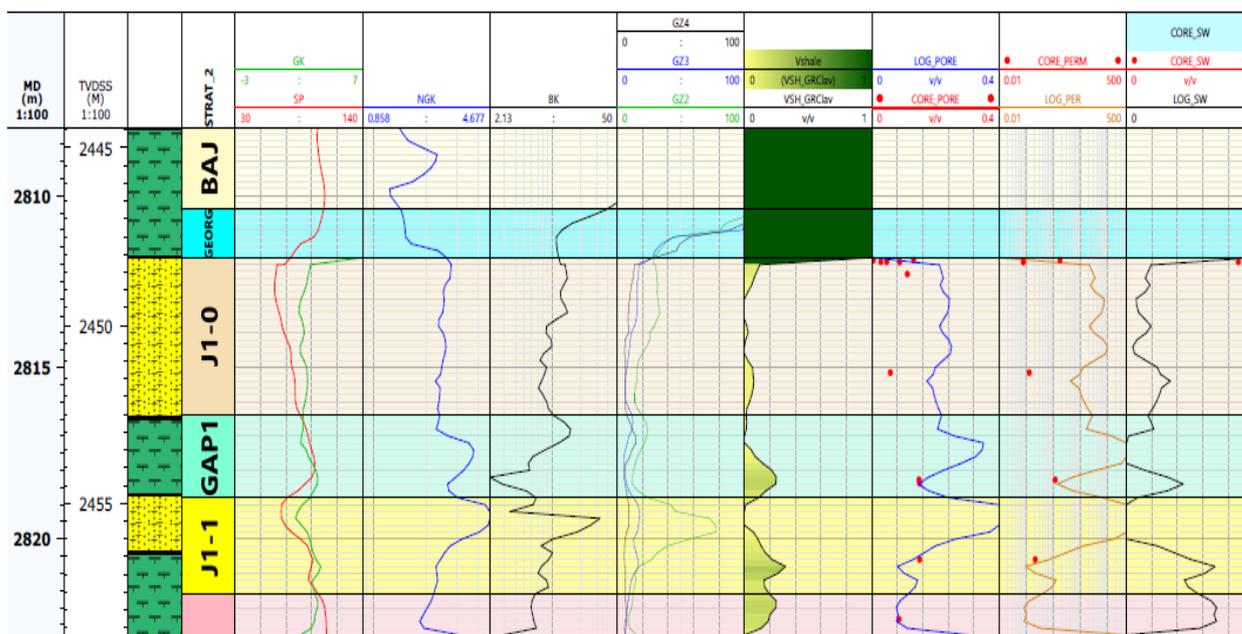


Рисунок 5.1 – Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X1

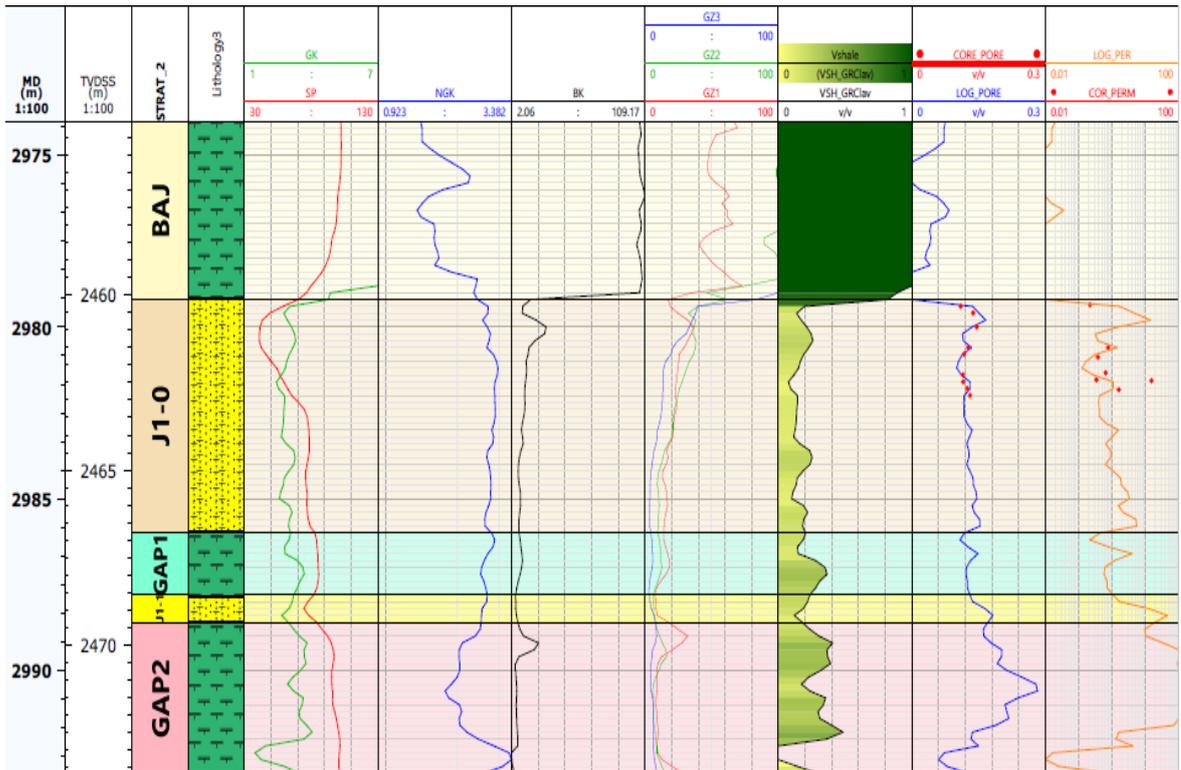


Рисунок 5.2 –Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X3

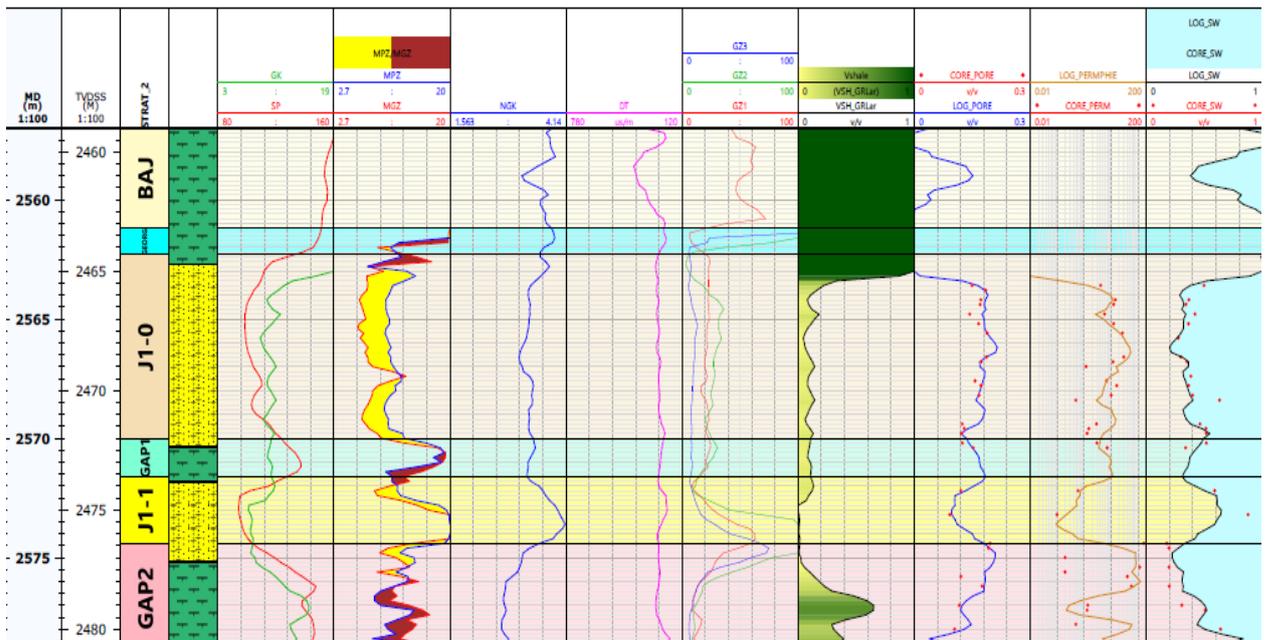


Рисунок 5.3 –Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X12

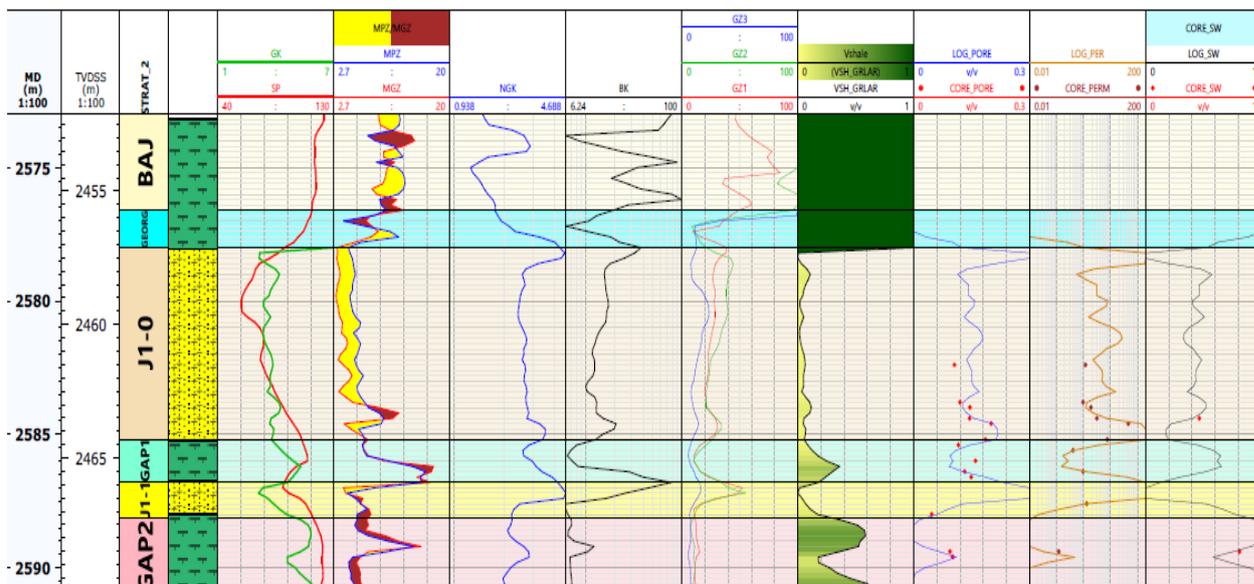


Рисунок 5.4 –Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X13

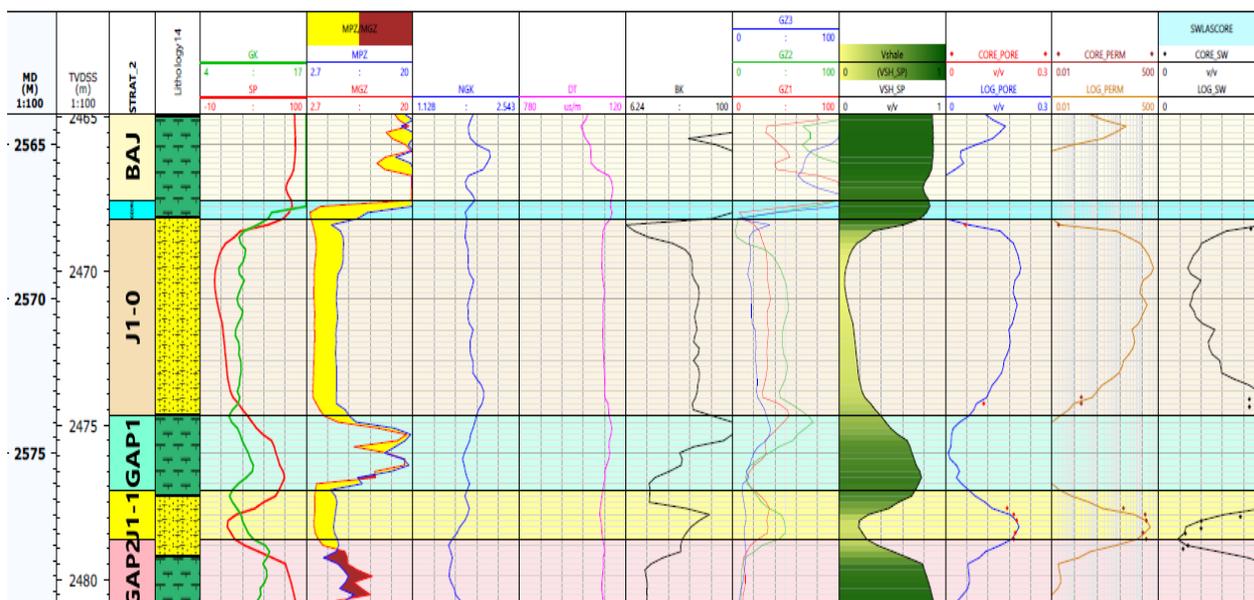


Рисунок 5.5 –Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X14

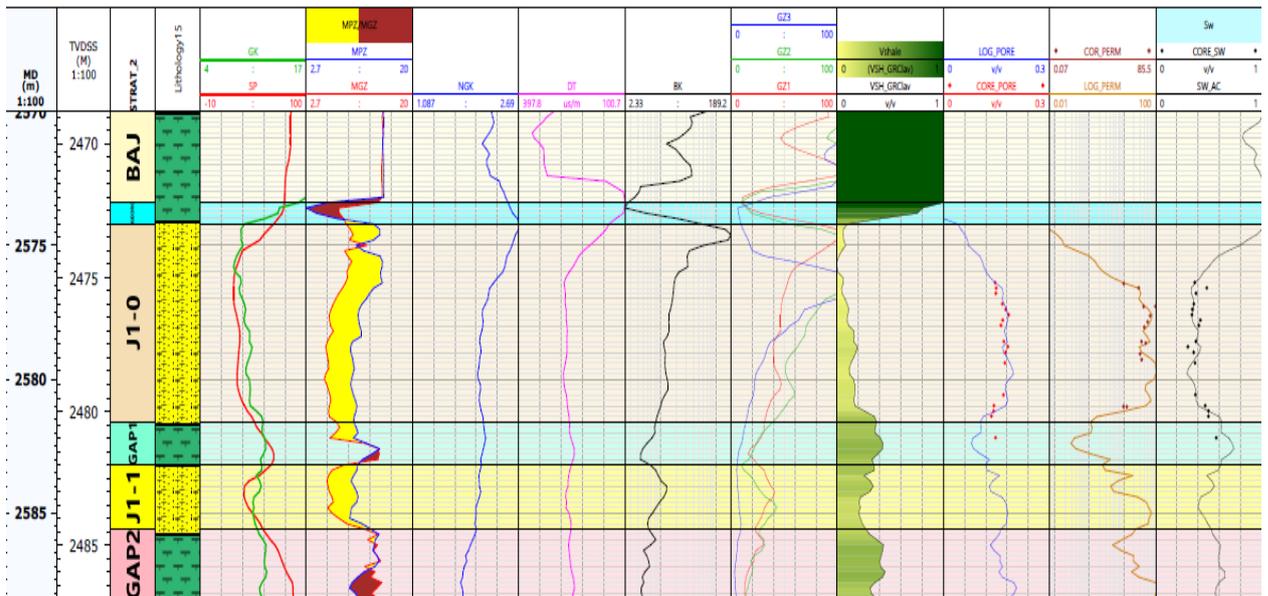


Рисунок 5.6 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X15

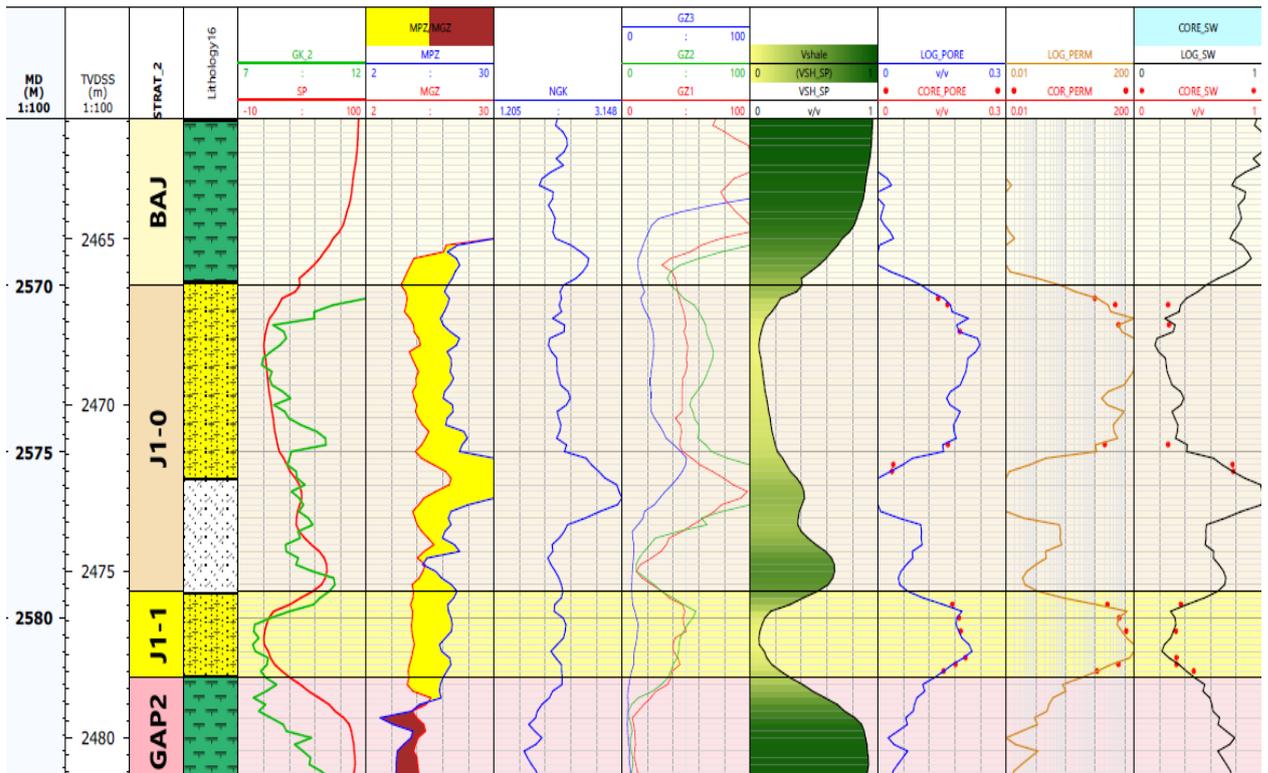


Рисунок 5.7 – Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X16

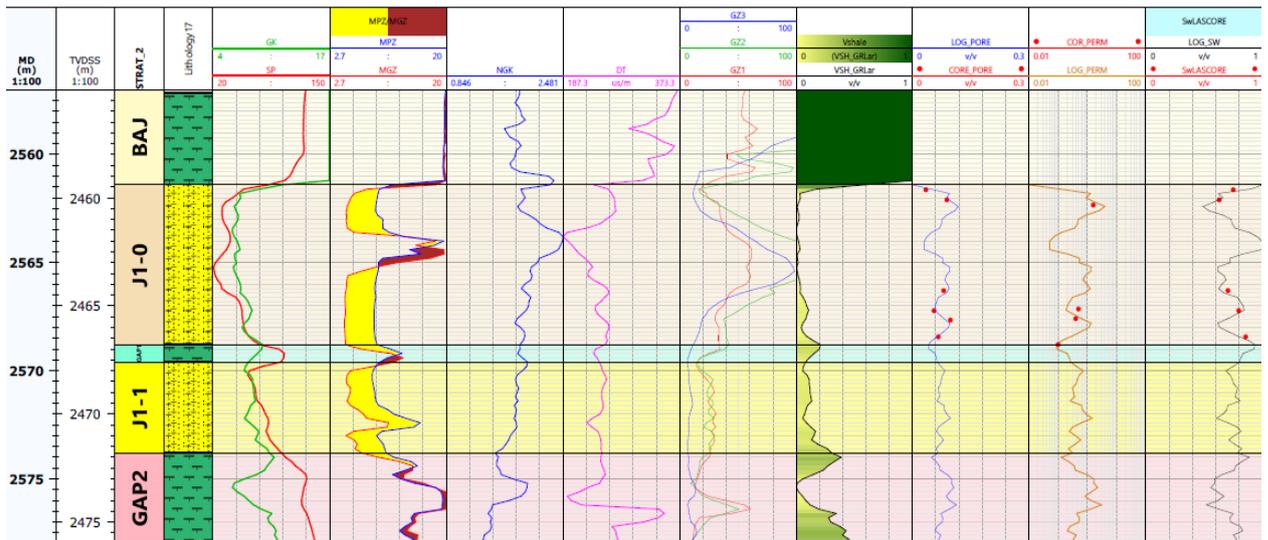


Рисунок 5.8 – Петрофизический планшет с результатами интерпретации скважины X17

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефть и газ, как ведущие энергетические ресурсы, занимают важнейшую роль в современной экономике. Масштабы потребления нефти и товаров нефтяного производства определяют уровень развития производительных сил каждой страны.

Несомненными достоинствами использования нефти и газа является сравнительно невысокая стоимость добычи и получение различных видов топлива и сырья, при возможности их переработки на промежуточном этапе.

Однако ресурсы нефти и газа на данный момент ограничены, их запасы значительно меньше запасов других полезных ископаемых. Несмотря на это, добыча нефти и газа превышает добычу других горючих полезных ископаемых.

Такой высокий уровень потребления нефти и газа становится причиной высказываний большинства ученых и специалистов об истощении ресурсов нефтяных запасов. Некоторые из них предполагают исчерпание мировых нефтяных запасов к концу этого века.

Кроме того, следствием быстрого темпа уменьшения нефтяных запасов является разработка трудно извлекаемых запасов. Исходя из этих проблем, предпринимаются научные и технологические меры для разработки больших объемов запасов нефти в недрах.

Наряду с такими проблемами стоит задача проведения более точной оценки нефтяных запасов, во-первых, чтобы выяснить объем нефти в недрах, а также, обеспечить планирование расходов для выработки запасов. В каждом проекте первоначально определяется приблизительный объем нефти в пласте, затем уже на основе этого оценивается эффективность данного проекта. Следовательно, для этого требуются наиболее корректные данные о запасах, находящихся в недрах. Ввиду этого так важно рассчитывать нужные параметры наиболее точно, чтобы добиться получения тех запасов, которые действительно расположены в пласте.

Одной из целей данной работы является анализ влияния зональности на запасы в пласте Ю₁¹⁻⁰. Поэтому необходимо было конкретизировать средние значения параметров, которые влияют на определение запасов нефти в пласте. Недоучет значений по площади пласта, используя одно среднее значение по каждому параметру, приведет к увеличению неопределенности подсчитанных запасов. Другими словами, недоучет существования зон, петрофизические параметры которых отличаются друг от друга, может привести к получению заниженных, либо завышенных значений запасов. Это непосредственно приводит к снижению доходов от выработки запасов, либо же, в наихудшем случае, разработка запасов может оказаться неэффективной.

В качестве оценки запасов из полученных значений петрофизических параметров с учетом зональности был подсчитан запас нефти для пластов Ю₁¹⁻⁰. А также, для определения того как незначительная разница между значениями петрофизических параметров может повлиять на размеры запасов, был проведен расчет на основе результатов, полученных при использовании общих уравнений по всему месторождению.

Существует несколько способов подсчета запасов нефти и газа в пласте, такие как стохастические способы, детерминистические способы, вероятностный метод и т.д. В данной работе был выбран метод определения запасов на основе данных, полученных по геологической модели пласта. Ниже представлен рисунок с расчетными данными по запасам для каждого пласта (Рисунки 6.1 – 6.2).

Case	Bulk volume[m3]	Net volume[m3]	Pore volume[m3]	HCPV oil[m3]	STOIP (in oil)[sm3]	STOIP[sm3]	Recoverable oil[sm3]
Case	863784299	150041228	26401933	17026967	14189139	14189139	5249981
Totals all result types							
Zones							
U0TOP - U0BOT	580052103	128195269	22263249	14155203	11796002	11796002	4364521
U0BOT - U1TOP	135187536	23243	3797	2397	1998	1998	739
U1TOP - U1BOT	148544660	21822715	4134887	2869367	2391139	2391139	884721

Рисунок 6.1 – Значение объемов запасов рассчитанные с использованием уравнений по каждой зоне пласта

Case	Bulk volume[m3]	Net volume[m3]	Pore volume[rm3]	HCPV oil[rm3]	STOIP (in oil)[sm3]	STOIP[sm3]	Recoverable oil[sm3]
NEW	194255732	194255732	37211421	20523126	17102605	17102605	6327964
Totals all result types							
Zones							
U0TOP - U0BOT	172681969	172681969	33062769	18049317	15041097	15041097	5565206
U0BOT - U1TOP	6449	6449	1451	961	800	800	296
U1TOP - U1BOT	21567313	21567313	4147201	2472849	2060708	2060708	762462

Рисунок 6.2 – Значение объемов запасов рассчитанные с использованием общего уравнения по всему месторождению

Из таблиц можно сделать вывод что, не корректный выбор метода определения петрофизических параметров, либо не значительная разница параметров, рассчитанных в предыдущих разделах, могут привести к значительной разнице запасов. Так если рассмотреть подвижные запасы, которые были подсчитаны на основе методов с высокой степенью корреляции, составили 5249981 м³ нефти, в то время как запасы, которые были подсчитаны на основе другого второстепенного метода, составили 6327964 м³ нефти. Таким образом, выбрав второй метод мы завышаем свои запасы на 1077983 м³ нефти, который на 20,5% показывает завышенный запасы нефти. Это еще раз доказывает, что не значительная разница между параметрами, полученными разными методами показывают значительную разность в значениях запасов.

Проведем финансовые расчеты по полученным запасам для оценки стоимости извлекаемых нефтяных запасов. Стоимость 1 барреля нефти к 05.05.2021 составляет 71.8 \$. Для этого проведем операцию умножения данной стоимости на объемы запасов (количество баррелей для первого случая 33021448.3 bbls, для второго 39801770 bbls). Стоимость извлекаемых запасов для первого случая составляет 2370939988 \$, для второго случая равняется 2857767086 \$. Таким образом, при не корректном выборе методов определения петрофизических свойств, ожидаемые доходы от продажи нефти могут быть завышены на 486827098 \$.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что необходимо рассматривать каждую зону как отдельный вид отложений и выбирать корректные методы

определения петрофизических параметров отдельно для каждой зоны. Недоучет фактора существования различного распределения свойств в пласте и не полное изучение распределения свойств в пласте может привести к получению заниженных либо завышенных значений запасов.

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) каждый работник имеет право на:

- Рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- Получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- Отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- Обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- Обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- Личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- Внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- Гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим

Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

– Повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [57].

Компоновка рабочей зоны для работы в офисе подразумевает, что будут соблюдены все требования согласно ГОСТ 12.2.049—80 [61]. Чтобы иметь возможность квалифицированно сформулировать допустимые требования, обеспечивающие эффективную и удобную работу с учетом размеров человеческого тела, важно при определении соответствующих антропометрических данных конкретизировать предусмотренные конструкцией рабочие позы. Эмпирические данные могут указывать на то, что рабочие позы, определенные на основании проектных эталонов, могут быть удобными для пользователей, выполняющих определенные задачи в течение коротких промежутков времени, однако в других случаях такие позы могут быть неоптимальными или непредпочтительными.

7.2 Производственная безопасность

Для того, чтобы обеспечить безопасные условия труда необходимо проанализировать вредные и опасные факторы, которые могут оказывать влияние на человека в ходе работы на объекте исследования.

Для определение таких факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [58]. Все отобранные факторы представлены в Таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разг.	Изг.	Экспл.	
1. Отклонение показателей микроклимата			+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
2. Повышенный уровень статического электричества			+	ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования;
3. Статическая работа			+	ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ.
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны			+	Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

7.3. Отклонение показателей микроклимата

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Состояние воздушной среды в компьютерных помещениях характеризуется следующими показателями: температурой, относительной влажностью, скоростью движения воздуха, интенсивностью теплового излучения от нагретой поверхности. В исследуемом помещении используется водяное отопление со стояками. Все вышесказанное регламентируется СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [63].

Компьютерная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении.

Для обеспечения нормального теплообмена между организмом человека и окружающей средой установлены нормативные параметры микроклимата.

При отклонении фактических параметров от нормативных происходит нарушение теплообмена, терморегуляции и связанных с ними многих функций организма, что приводит к возникновению ряда заболеваний.

При повышении температуры окружающего воздуха рефлекторно расширяются кровеносные сосуды поверхности тела, ускоряется ток крови по периферии и значительно увеличивается теплоотдача путём конвекции и физической терморегуляции. При лёгких формах перегревания появляются слабость, головная боль и головокружение, шум в ушах, сухость во рту и жажда, иногда тошнота, рвота. При потере большого количества жидкости в виде пота, человек теряет большое количество солей и витаминов С и В1, происходит сгущение крови, повышается её вязкость, что усложняет работу систем кровообращения и дыхания.

При воздействии на организм человека воздуха с температурой ниже допустимых значений, наоборот, кожные сосуды сокращаются, скорость кровотока через них снижается, что значительно уменьшает отдачу тепла организмом путем конвекции и физической терморегуляции. Одновременно увеличивается теплопродукция – химическая терморегуляция. Значительно повышается обмен веществ, приводящий к образованию тепла в организме, усиливается деятельность желёз внутренней секреции: гипофиза, надпочечников, щитовидной железы. Однако, если воздействие холода сильно выражено или длительно продолжается начинает падать температура тела, дыхание замедляется до 6–4 в минуту, ритм сердечных сокращений резко замедляется, кровяное давление постепенно снижается, нарушается белковый, углеводный и другие виды обмена.

Таким образом, повышение температуры, относительной влажности воздуха, уменьшение скорости его движения приводят к уменьшению теплообмена, перегреву организма, расстройству нервной системы, нарушению секреторной деятельности печени, желудка, нарушению обменных процессов, возникновению судорожной болезни, тепловому удару [59].

Для подачи в помещения свежего воздуха используются естественная вентиляция. Параметры микроклимата в кабинете, где находится рабочее место сотрудника регулируется центральной системой отопления, соответственно параметры микроклимата должны быть следующими см. Таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.4.548-96.)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный или переходный	Температура воздуха в помещении	22-24 С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25 С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

Подача воздуха в помещение возможна только при наличии открытых окон и дверей, системы кондиционирования отсутствуют. К мероприятиям улучшению микроклимата в помещении будут относиться: правильная организация вентиляции, установка систем кондиционирования. Для обеспечения оптимальных показателей необходимо организовать положение рабочих мест таким образом, чтобы температура не выходила более чем на 2°С за оптимальные допустимые пределы величин температуры воздуха.

7.4. Повышенный уровень статического электричества

Электронизация возникает при трении двух диэлектрических или ди-электрического и проводящего материалов, если последний изолирован. При разделении двух диэлектрических материалов происходит разделение электрических зарядов, причем материал, имеющий большую диэлектрическую проницаемость, заряжается положительно, а меньшую - отрицательно. Чем больше различаются диэлектрические свойства материалов, тем интенсивнее происходит разделение и на-копление зарядов.

На соприкасающихся материалах с одинаковыми диэлектрическими свойствами (диэлектрической проницаемостью) зарядов не образуется [40]. Способностью накапливать положительные заряды характеризуются все части тела человека, начиная с кожи и волос. Возникновение статического заряда становится возможным при любом контакте с электрическим прибором и не только. Компьютер является тем самым электроприбором, который при работе создает электростатическое поле. В системном блоке каждого компьютера имеется как минимум 2 вентилятора. Гоняя воздух, эти вентиляторы выдувают наружу наэлектризованные пылинки, которые затем, не теряя заряда, оседают в том числе и на нашей коже, и в дыхательных путях. Еще один значимый «накопитель» зарядов статического электричества – экран монитора. Проводником статического поля является сухой воздух и пыль. При влажности выше 80% такие поля практически никогда не формируют, так как вода является отличным проводником и не позволяет избыточному электричеству накапливаться на поверхности материалов. Предельно допустимый уровень напряженности электростатических полей Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля устанавливается равным 60 кВ/м в течение 1 часа [60].

Средства коллективной защиты от статического электричества по принципу действия делятся на следующие виды в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования:

- Заземляющие устройства;
- Нейтрализаторы;
- Увлажняющие устройства;
- Антиэлектростатические вещества;
- Экранирующие устройства.

Во избежание удара статическим электричеством автор выделил следующие рекомендации:

- Использовать в помещении увлажнитель воздуха или периодически открывать окна для проветривания помещения;
- Проводить влажную уборку помещения не реже 1 раза в неделю для исключения накапливания пыли;
- Приобрести специальные антистатические материалы.

7.5. Статическая работа

Длительное время работы за компьютером может повлечь за собой множество последствий: могут возникать боли в позвоночнике и венозная недостаточность, потеря или ухудшение зрения из-за перенапряжения глаз, хронический стресс из-за необходимости постоянного принятия решений, от которых зависит эффективность работы.

Однако если правильно организовать рабочее место, то можно существенно сократить воздействие на здоровье сотрудников вредных факторов и снизить вероятность развития осложнений.

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека приведены на Рисунках 7.1 и 7.2.

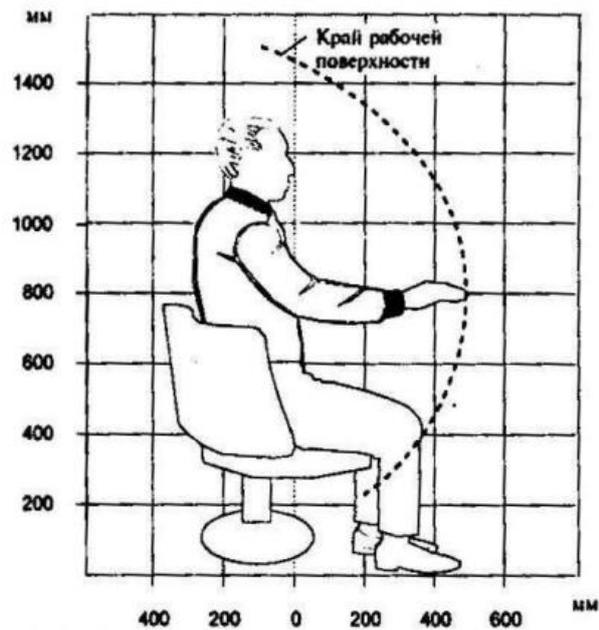


Рисунок 7.1 - Зона досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости [61]

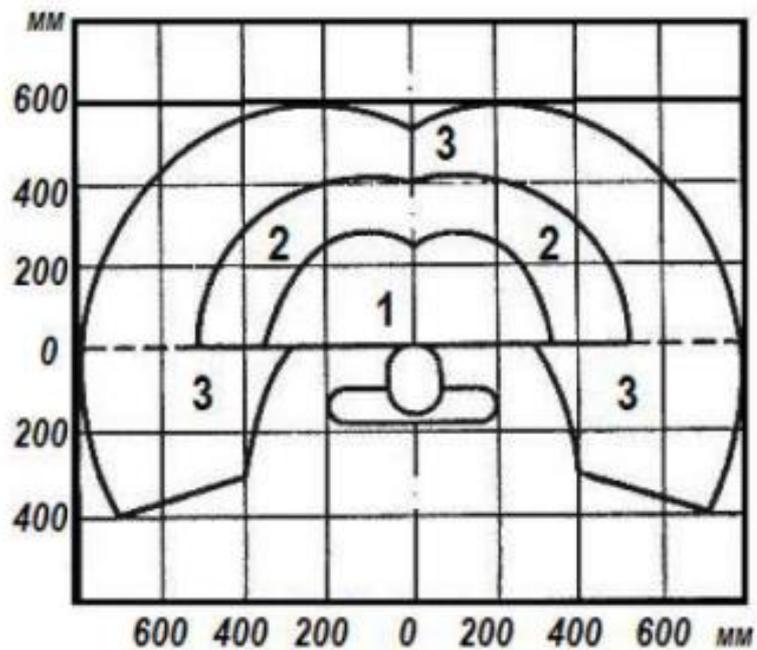


Рисунок 7.2 - Зона досягаемости моторного поля в горизонтальной плоскости [61]

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Регулируемые

параметры должны соответствовать номограмме, приведенной на Рисунке 7.3.

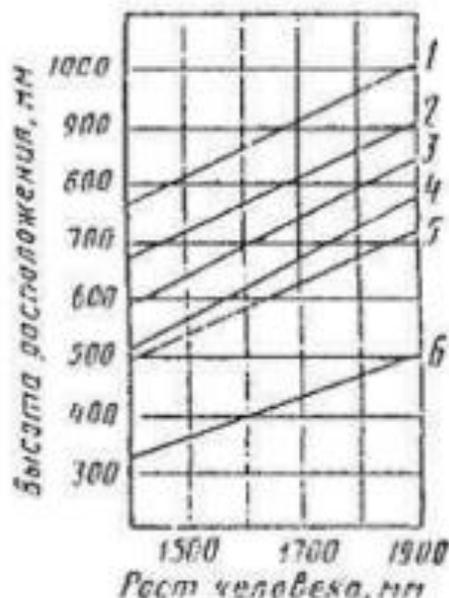


Рисунок 7.3 - Номограмма зависимости высоты рабочей поверхности для разных видов работ (1-4), пространства для ног (5) и высоты рабочего сиденья (6) от роста человека [61]

Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости Рисунок 7.4(а) и 7.4(б).

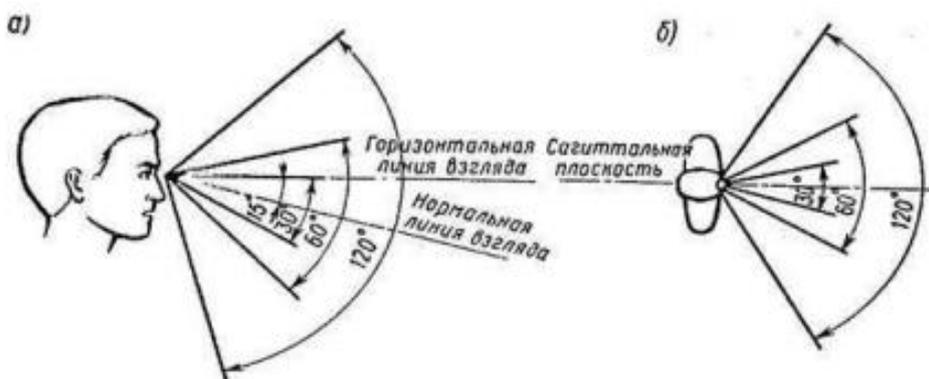


Рисунок 7.4(а,б) - Зоны зрительного наблюдения [61]

Пользователь должен иметь возможность наклонить или повернуть видеодисплей таким образом, чтобы сохранить ненапряженную рабочую позу независимо от высоты уровня глаз с минимальными прилагаемыми усилиями, и при этом на экране не должно возникать раздражающих отражений и бликов. Наличие возможности регулирования настройки высоты монитора также целесообразно. Адаптируемость обеспечивают с помощью регулирующих механизмов, встроенных в видеодисплей, или специальными устройствами, которые являются частью офисного оборудования или непосредственно дисплея. При осуществлении настройки пользователь не должен приподнимать блоки с расположенными на них предметами, на пример книгами или рукописями. Механизмы настройки должны быть понятны, однозначны, а регулировка должна быть легко выполняема.

Таким образом, для того чтобы избежать влияния на сотрудника вредных факторов, связанных с неправильной организацией рабочего места, автор предлагает следующие мероприятия:

- Уделить особое внимание освещению в рабочей зоне сотрудника для снижения зрительной утомляемости;
- Организовать рабочее место сотрудник таким образом, чтобы расстояние между человеком и столом было не менее 2 метров;
- Расположить монитор ЭВМ на расстоянии 60-70 см. от глаз сотрудника, но не ближе, чем 50 см.;
- Клавиатуру расположить на расстоянии 100-300 мм. От края рабочей поверхности;
- Обеспечить сотрудников стульями, отвечающих эргономическим требованиям;
- Рекомендуется организовать плановые перерывы на 10-15 мин. через каждый час работы, в целях исключения утомляемости сотрудника и его органов зрения, что регламентировано ст. 109 ТК РФ.

7.6. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Офисное помещение на сегодняшний день, является неотъемлемой частью организации условий трудовой деятельности человека. Для обеспечения нормативных условия труда необходимо организовать освещение рабочей зоны в соответствии с СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. Норма освещения рабочего места составляет 200 лк, либо при комбинированном освещении 400 лк и относится к зрительным работам высокой точности класса ЗГ.

Для исключения негативного влияния данного фактора на сотрудников компании необходимо:

- Производить своевременную замену перегорающих люминесцентных ламп;
- Использовать совмещенное освещение;
- Использовать жалюзи на окнах в кабинете для рассеивания естественного освещения.

7.7. Экологическая безопасность

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Выявляются предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате разработки и реализации, предлагаемых в ВКР решений.

Поскольку в ходе написания ВКР и ее дальнейшей применимости выявить наличие каких-либо вредных выбросов в атмосферу и гидросферу не представляется возможным, следовательно, загрязнение воздуха и воды отсутствует.

В помещении имеются урны для сбора мусора: бумажные и канцелярские отходы, неисправные комплектующие и запчасти от ПК, люминесцентные лампы, пластиковая тара от кулера с питьевой водой.

Бумажные и канцелярские отходы должны отправляться в соответствующие организации для вторичной переработки, а неисправные комплектующие должны передаваться в специализированные организации по переработке такого вида отходов. В компании наблюдается снижение бумажных отходов из-за хранения информации на электронных носителях.

Также в помещении используются люминесцентные лампы, которые требуют особой утилизации из-за содержания химически опасных веществ в своем составе. Такие лампы могут нанести существенный вред атмосфере, литосфере и гидросфере. Срок службы ламп 5 лет, после чего их требуется утилизировать должным образом, руководствуясь механизмом утилизации в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» [62] и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 3 сентября 2010 г. N 681 г. Москва «Об утверждении Правил обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде».

Нарушение утилизации строго контролируется органами СЭС и экологическими инспекциями, что в свою очередь влечет за собой привлечение к административной ответственности или штрафу.

Для того чтобы защитить атмосферу, гидросферу и литосферу требуется проводить сортировку отходов и их надлежащим образом утилизировать, привлекая к этому соответствующие организации. Что касается переработки бумаги, то это многоэтапная работа и ее целью является переработка бумаги до состояния нового и готового к повторному использованию сырья.

Компьютерные комплектующие можно сдавать в специальные компании для разбора на запчасти или переработки для получения драгоценных металлов.

Система, которую предлагается использовать в рамках ВКР, позволяет организовать работу сотрудников с использованием электронного документооборота, что значительно экономит использование бумаги в течении производственной деятельности компании.

7.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В данном подразделе проводится краткий анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть при разработке, производстве или эксплуатации проектируемого решения. Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

При работе в офисном помещении наиболее вероятные чрезвычайные случаи могут возникнуть в соответствии с классификацией:

- Техногенные (пожары, взрывы, стихийные бедствия и т. д.);
- Биологические (эпидемии);
- Социальные (насилие, голод, терроризм);

Наиболее вероятное ЧС, которое может возникнуть в офисе с использованием ПК – пожар. При использовании компьютеров эксплуатируются устройства электропитания, электронные схемы компьютеров, замыкания различного характера.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо реализовать следующие мероприятия:

- Проводить профилактические мероприятия по предотвращению пожара;
- Проводить инструктаж работников согласно правилам пожарной безопасности;
- Соблюдать нормы эксплуатации оборудования;

- Распечатать соответствующие плакаты-памятки;
- Организовывать тренировочные эвакуации на случай ЧС
- Установить план эвакуации людей при ЧС и довести эту информацию до каждого сотрудника;
- Контролировать исправность сигнализации и наличие первичных средств пожаротушения;
- Не блокировать и не загромождать проход к пожарным выходам;
- Обеспечить помещение средствами первичного пожаротушения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итоги данной работы, была изучена пространственная закономерность изменения петрофизических параметров, которая зависит от зональности участка на примере Онтонигайского нефтяного месторождения. Для исследования данной работы продуктивный пласт Ю₁⁰⁻¹ был выбран в качестве объекта исследования. В первую очередь, были изучены особенности месторождения по каждому участку, а также, проведен анализ методов определения таких параметров как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность. Были рассмотрены разные методы для расчетов, выше перечисленных петрофизических параметров, которые могут выдать высокое сходство со значениями керновых данных. Среди них были рекомендованы определенные модели индивидуально для каждой зоны. Далее, была оценена степень влияния не корректно подобранных моделей на запасы и их влияние на экономические показатели месторождения.

Данная работа имеет важную научную и практическую значимость, так как, литолого-фациальная зональность может на прямую влиять на объем промышленных запасов любого месторождения. Поэтому необходимо в первую очередь увеличить количество и улучшить качество источников, которые выдают исходные данные для расчетов. Для реализации данного действия рекомендуется:

- Корректная оценка минералогического состава породы;
- Проведение исследования по изучению минералогический состав и тип глины в породе;
- Организовать дополнительные измеряющие работы для получения более достоверных входных информации об исследуемом объекте:
 - а) В лабораторных условиях:
 - Литологический и петрографический анализ;
 - Электронно-микроскопический анализ;
 - Рентгенно-структурный анализ;

- Томография керна.

б) В полевых условиях:

- Проведение плотностного каротажа;

- Проведение ядерно-магнитного каротажа;

- Использования микросканеров в скважине.

А также, использование разных моделей для определения петрофизических параметров обеспечивают получение более корректных значений в каждой зоне. В результате, рекомендованные выше действие помогут получить более адекватные значения при подсчете промышленных запасов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Ч.1. Обломочные и глинистые породы / Е.В. Дмитриева, Г.И. Ершова, Е.И. Орешкова и др. /Под ред. А.В. Хабакова. – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 578 с. 31
- 2) Батурин В.П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. – М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1947. – 340 с. 32
- 3) Белозёров, В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений / Томский политехнический университет, 2001 33
- 4) 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. 34
- 5) Борисьяк А.А. Курс палеонтологии. [В 2 ч.]. Ч.1. Беспозвоночные / А. К. Борисьяк. – М.: М.А., С. М. Сабашников, 1905. – VIII, 368 с.: ил., 234 рис. 35
- 6) Вальтер И. История Земли и жизни / Пер. с нем. под ред. и доп. Ф.Ю. Левинсона Лессинга. СПб, 1911. 446 с 36
- 7) Васильев Е.К., Нахмансон М.С. Качественный рентгенофазовый анализ. Новосибирск: Наука, 1986. 195 с. 37
- 8) Васильев Е.К., Сизых Ю.И., Черненко А.И. Исследования горных пород и минералов физическими и химическими методами // Геология и геофизика Восточной Сибири (Информационный сборник № 2). Иркутск, 1971. С. 205–213. 38
- 9) Долина Л.П. Определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по геофизическим данным и опыт использования их для

подсчета запасов нефти // Тр. ВНИИ. Вопросы нефтепромысловой геологии. Вып. XX. – М.: Гостоптехиздат, 1959. 43

10) Карогодин Ю. Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. 240 с. 45

11) Карогодин Ю. Н., Гайдебурова Е. А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск: Наука, 1985. 110 с. 46

12) Козлова И.А., Путилов И.С., Филькина Н.А. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36. 47

13) Конторович, А.Э. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8, с. 972—1012 48

14) Косков В.Н. Косков В.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС. Учеб. пособие / Пермь: Перм. гос. техн. ун-т.; 2007. – 122 с 49

15) Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов З.П., Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1975. -272с. 50

16) Меркулов В.П., Посысов А.А. Оперативный анализ каротажных диаграмм, Томск – 2012 51

17) Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа.— Л.: Недра, 1984.-260 с. (М-во геологии СССР. Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-т) 52

18) Муромцев В. С., Петрова Р. К. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. Л., 1979, 73 с. (ВНИГРИ). 53

19) Пантеева С.В., Черкашина Т.Ю., Ревенко А.Г., Финкельштейн А.Л. Оценка возможности применения рентгеновского спектрометра с

полным внешним отражением S2 PICOFOX для анализа горных пород // Аналитика и контроль. 2011. Т. 15. № 3. С. 344–352 54

20) Соколов Б.С. Палеонтология, геология и эволюция биосферы // Проблемы эволюции геологических процессов. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1981. С. 156- 167. 58

21) Соколов Б.С. Среди наук о Земле и жизни: Избранные статьи. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео", 2004. - 452 с. 59

22) Сребродольский Д. М. Связь естественной радиоактивности с глинистостью горных пород / Д. М. Сребродольский, Г. П. Матчинова // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1977. – № 9. – С. 32–34. 60

23) Сухорукова К.В., Аржанцев В.С., Суродина И.В., Нечаев О.В. Результаты численного моделирования сигналов бокового каротажного зондирования автономной аппаратуры СКЛ// Каротажник. № 11 (245) 61

24) Чернова О.С. Текстуриный анализ (методические рекомендации)/ О.С. Чернова // – Томск, Научно-образовательный центр ТПУ, 2003 г. – 101 с. 63

25) Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения. Распространение, структуры, текстуры. – Л.: Недра, 1969. – 248 с. 64

26) Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / М.Н. Дмитриев [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9. 65

27) Adam E, Mohammed B (2017). Correct Shale Volume Estimation and Clay Typing Identification in Shaly Sand Reservoirs: Case Study of Zarga Formation, Keyi Oil Field 18(1):22-33. 1

28) Ajayi, O., Torres-Verdin, C., Preeg, W.E.J.P.,2015. Petrophysical interpretation of LWD, neutron-induced gamma-ray spectroscopy measurements an inversion – based approach, 56 (4), 358-378. 2

29) Archie, G.E. 1942. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Trans. of AIME 146 (1): 54-62. 3

- 30) Babadagli, T. and Al-Salmi, S. 2002. Improvement of Permeability Prediction for Carbonate Reservoirs Using Well Log Data. Presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, 8-10 October. SPE-77889-MS 4
- 31) Balz O., Pivot F., Veeken P. Reservoir characterization using neural networks controlled by petrophysical and seismic modeling. Extended Abstracts, 61th EAGE annual meeting, S015, 1999, p. 1–4. 5
- 32) Bouma A. H. Sedimentology of some flysh deposits. Amsterdam: Elsevier, 1962. 168 p 6
- 33) Bryant, S.L., Cade, C.A., and Melor, D.W. 1993. Permeability prediction from geological models. AAPG Bulletin 77 (8): 1338–1350 7
- 34) Chilingarian GV, Torbazadeh J, Metghalchi M, Rieke HH, MazzulloSJ (1992) Interrelationships among surface area, permeability, porosity, pore size and residual water saturation, carbonate reservoir characterization: a geologic engineering analysis part 1. Elsevier Publ. Co., Amsterdam, 30, pp 379–397 8
- 35) Chopra S., Marfurt K. Seismic facies analysis using generative topographic mapping. — Denver: SEG, 2014. — P. 1390-1394. 9
- 36) Dahlberg, K.E. 1989. A Practical Model for Analysis of Compensated Neutron Logs in Complex Formations. Paper PP presented at the 1989 SPWLA Annual Logging Symposium, Denver, June 1989. 10
- 37) Joseph R. Hearst, Philip H. Nelson, Frederick L. Paillet "Well Logging for Physical Properties : A Handbook for Geophysicists, Geologists, and Engineers", Toronto, 2002 11
- 38) Kamel, M.H., and Mabrouk, W.M. 2002. An Equation for Estimating Water Saturation in Clean Formations Utilizing Resistivity and Sonic Logs: Theory and Application. J. of Petroleum Science and Engineering 36 (3–4): 59–168 12

- 39) Knackstedt, M.A., Arns, C.H., and Pincsewski, W.V. 2005. Velocity-Porosity Relationship: Predictive Velocity Model for Cemented Sands Composed of Multiphase Mineral Phases. *Geophysical Prospecting* 53 (3): 349–372. 13
- 40) Kuhn, D. L. (1989) Selecting and effectively using a computer aided software engineering tool. Annual Westinghouse computer symposium; 6-7 Nov 1989; Pittsburgh, PA (USA); DOE Project. 14
- 41) Log interpretation Principles and Applications. Schlumberger Educational Services. Texas, 1989 15
- 42) Marroquin I.D., Brault J., Hart B.S. A visual data-mining methodology for seismic-facies analysis: Part 1 – Testing and comparison with other unsupervised clustering methods. *Geophysics*, Vol. 74, No. 1, pp. 1–11, 2009. 16
- 43) Medlin, W.L. and Alhllall, K.A. 1992. Shear-Wave Porosity Logging in Sands. *SPE Form Eval* 7 (1): 106-112. SPE-20558-PA. 17
- 44) Pickett, G.R. 1966. A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation From Logs. *J Pet Technol* 18 (11): 1425-1433. SPE-1446-PA. 18
- 45) Raymer, L.L., Hunt, E.R., and Gardner, J.S. 1980. An Improved Sonic Transit Time-to-Porosity Transform, paper P. *Trans.*, 1980 Annual Logging Symposium, SPWLA, 1–12 19
- 46) Richard M. Bateman Openhole Log Analysis and Formation Evaluation – 2012 20
- 47) Roy A. Jayaram V., Marfurt K.J. Active learning algorithms in seismic facies classification. — Houston: SEG, 2013. — P. 1467–1471. 21
- 48) Simandoux, P., “Dielectric Measurements in Porous Media and Application to Shaly Formation,” *Revue del’Institut Francais du Petrole*, Supplementary Issue, 1963, pp.193-215. (Translated text in SPWLA Reprint Volume Shaly Sand, July 1982). 22
- 49) Spears, R., and Nicosia, W.: "Porosity Estimation from Shear Wave Interval Transit Time in the Norphlet Aeolian Jurassic Sandstone of Southern and

Offshore Alabama," paper N, Trans., 2003 Annual Logging Symposium, SPWLA, 1–12 23

50) Szabó NP (2011). Shale volume estimation based on the factor analysis of well-logging data. *Acta Geophysica* 59(5):935. 24

51) Szabó, N.P., Dobróka, M. and Drahos, D. [2012] Factor analysis of engineering geophysical sounding data for water saturation estimation in shallow formations. *Geophysics*, 77, WA35-WA44. 25

52) Timur, A. 1968. An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. *The Log Analyst* 9 (4). 26

53) Veeken P.C.H. Seismic stratigraphy, basin analysis and reservoir characterization. *Handbook of Geophysical Exploration, Volume 37*, Helbig K. and Treitel S., Elsevier Scientific Publisher, Amsterdam, 2007, 509 p. 27

54) Wiley, R. and Pachett, J.G. 1990. CNL (Compensated Neutron Log) Neutron Porosity Modeling, A Step Forward. *The Log Analyst* 31 (3): 133 28

55) Zett, A., Webster, M., Spain, D., Surles, D., Colbert, C., 2012. Application of new generation multi detector pulsed neutron technology in petrophysical surveillance. In: SPWLA 53rd Annual Logging Symposium. Society of Petrophysical and Well-Log Analysts. 29

56) Zhao T., Jayaram V., Marfurt K.J. Lithofacies classification in Barnett Shale using proximal support vector machines. — Denver: SEG, 2014. — P. 1491-1495. 30

57) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018) 62

58) ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы Классификация». – 16 с. 39

59) ГОСТ 12.1.005–88. Межгосударственный стандарт. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (ред. От 20.06.2000) – М.: Изд-во стандартов, 2000. – 75 с. 40

- 60) ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля. – 3с. 41
- 61) ГОСТ 12.2.049—80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования») – 28 с. 42
- 62) СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» – 16 с 56
- 63) СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – 11 с. 57
- 64) Выпускная работа «Разработка предложений и их технико-экономическое обоснование по совершенствованию технологии сбора и подготовки нефти на Игольско-Таловом месторождении НГДУ «Васюганнефть». [Электронный ресурс]. – URL: <https://pandia.ru/text/80/425/8812.php> (дата обращения: 17.04.2021)
- 65) Каргасокский район Томской области. [Электронный ресурс]. – URL: <https://posibiri.ru/kargasokskij-rajon-tomskoj-oblasti/> (дата обращения: 16.04.2021) 44
- 66) Река Васюган (Томская область): длина, водный режим, флора и фауна. [Электронный ресурс]. – URL: <https://fb.ru/article/392837/reka-vasyugan-tomskaya-oblast-dlina-vodnyiy-rejim-flora-i-fauna> (дата обращения: 15.04.2021) 55

ПРИЛОЖЕНИЕ А

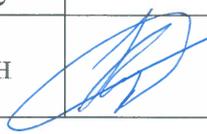
(справочное)

Method of determining geological facies

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Федотченко Ф.С.		28.05.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	к.г.-м.н		28.05.2021

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к.филол.н.		28.05.2021

A method of determining the petro-physical characteristics of rock comprises the steps of processing log data obtained from a well to determine the facies classification corresponding to a particular depth and obtaining a petro-physical interpretation of the rock formation on the basis of the rock facies for a particular depth in the well. The classification algorithm can be trained with data gathered from core thin sections of the rock formation. The algorithm is referred to as a self organising map (SOM), which implements a characteristic nonlinear projection from high dimensional input signals onto a low dimensional (2D) space. A variety of input data is disclosed e.g. FMI images, NMR, resistivity. The reduction of image logs (FMI) into a set of channels is achieved by reducing the image to a finite number of logs with numerical values. [5]

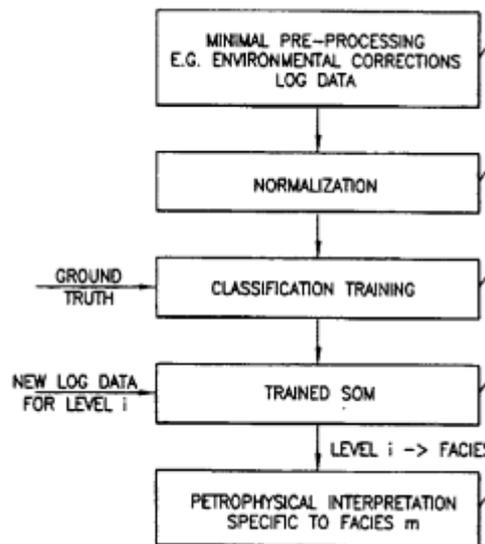


Figure 1 [5]

In well logging, it is important to be able to determine the petrophysical characteristics of the rock formations, in order to determine their permeability and oil yielding capabilities. The petrophysical response and the transport properties of a rock formation is governed by factors such as porosity, characteristic pore sizes, and the tortuosity of the connected pore space. Permeability of certain broad classes of rock, such as well-sorted sandstones, are easily interpretable by the three aforementioned quantities.

Among the various rock parameters, porosity has been widely used as a permeability calibrator, because it is easily measured downhole. It is also for this reason that geologists have grouped permeability-porosity correlations into a family of curves, with each curve being applicable for a representative particle size.

Grain-size sorting is inexactly associated with carbonate rock facies such as grainstones, grain-supported packstones, etc, since these rocks are characterized by two or more pore sizes.

A carbonate grainstone may consist of both intergranular and intragranular porosity". The intergranular pores are present between the grains that may be hundreds of microns in size. The grains themselves are formed by an assembly of individual crystals, the sizes of which may range from less than a micron to tens of microns. Thus, a simple family of curves with one particle size associated with each curve has proven to be an elusive interpretive tool.

This invention reflects the discovery that a proper representation of the assembly of crystals and grains in a rock, and most particularly carbonate rocks, is needed for interpretive purposes. This representation must also be accompanied by a description of the pore sizes associated with each pore type, pore volumes, and geometrical arrangements of the crystals and grains with respect to each other.

To illustrate the problem, the intergranular porosity of a rock may consist of large pores, but which may not form a sample spanning pathway. In such a case, the permeability of the rock is controlled by the small pores. This situation is representative of the wackestones and mudstones among the carbonates. Thus, pore arrangements in terms of connectivity, is an important interpretive factor, when computing petrophysical properties.

The present invention provides a method for deducing the geometrical assembly of crystals and grains in a rock (i.e., the lithofacies). Facies classification is defined herein as the grouping of rocks, which may differ in the number of pore types and pore arrangements/texture, into clusters. As previously stated,

differentiating rocks according to their facies is extremely relevant in predicting transport properties and permeability of the rock.

Results of thin section petrography, conducted by the assignee of this invention in the prolific Thamama region of the Middle East, show a link between quantitative porosity partitioning and Dunham's^{*} qualitative classification for rocks having recognizable depositional texture. Classification can range from mudstone, wackestone (mud-supported) to packstone and grainstone (grain-supported), where depositional texture is recognizable.

It has also been shown that lithofacies classification can have a significant influence on quantitative interpretation for not only permeability and resistivity, but also for processing magnetization relaxation or acoustic velocities. As an example, it has been shown[^], that diffusive interaction of NMR (nuclear magnetic resonance) relaxation in a grainstone can make a large pore appear like a small pore. Therefore, this mechanism must be taken into account, specifically, before translating nuclear magnetic resonance relaxation data into pore sizes. This grainstone translation is inapplicable, however, when the assembly is a mudstone with no vug inclusions. Thus, it is necessary to recognize the facies of the rock before processing the well • logs. This situation implies the need for an improved interpretive method of characterizing rock formations.

In accordance with the present invention, there is provided an improved method of characterizing rock formations. The method uses facies classification to provide petrophysical interpretation of rock formations. The process requires a priori classification training, wherein core thin-sections of the rock formations are scrutinized to determine the class, (e.g., mudstone, wackestone, pack-stone, grainstone for carbonates) where depositional texture is recognizable. Log data are processed in a manner that honors the essential features of geological classification of lithofacies. With a minimal degree of preprocessing, log data are gathered and are fed to a known facies classification algorithm. Inputs from a variety of logs are used to determine whether there exist natural clusters and separation among them

(i.e., whether some degree of clustering develops corresponding to facies grouping). What can be used are image feature channels from FMI™, compressional and shear velocities from acoustics, relaxation data from NMR (in terms of a few exponential relaxation terms), and other commonly used logs such as resistivity, neutron, bulk density, and photoelectric effect, etc. (FMI, which stands for Fullbore Formation Microimage, is a commercial service offered by Schlumberger Technology Corporation, the assignee of this application, and is described for example in U.S. Patent No. 4,468,623 to Gianzero et al.). FMI provides an electrical resistivity image of the wellbore wall. The data are then normalized into a dimensionless form to enable roughly equal weighting among the channels. The image logs are converted to channels of information in terms of coefficients of feature vectors. [6]

This is necessary in order to reduce the image to a finite number of logs with numerical values before any clustering and classification algorithms can be applied. For example, FMI image segments and feature vectors are used. The most energetic K wavelet components are extracted. The multidimensional log data are reduced into clusters in two dimensions by constructing a self-organizing map (SOM). A classification algorithm with the ground-truth information from the thin sections is used for training. This pre-trained SOM is used to decide the facies for wells from the same formation for which no cores are available. The pre-trained SOM is also designed to accept only those logs which maximally separate the facies. Once the facies class is decided, a petrophysical interpretation specific to that facies is used.

It is an object of the invention to provide an improved rock interpretation technique.

It is another object of this invention to provide classification of carbonate facies based on available logs.

It is a further object of the invention to provide a method for interpreting rock formations using a Self-Organizing Map to reduce multidimensional log data

into two-dimensional clusters, and to train the cluster map to provide facies classes for a given region.

It is still a further object of the invention to provide a method for interpreting rock formations using a Self-Organizing Map and thereafter classify the rock formations automatically from a set of measured logs.

Generally speaking, porosity has been widely used in the past as a permeability calibrator, because it is easily measured downhole. It is also for this reason that geologists have grouped permeability-porosity correlations into a family of curves, with each curve being applicable for a representative particle size, as is illustrated in FIGURE 1. Grain-size sorting is inexactly associated with carbonate facies such as grainstones, grain-dominated packstones etc., since these are characterized by two or more pore sizes. [3]

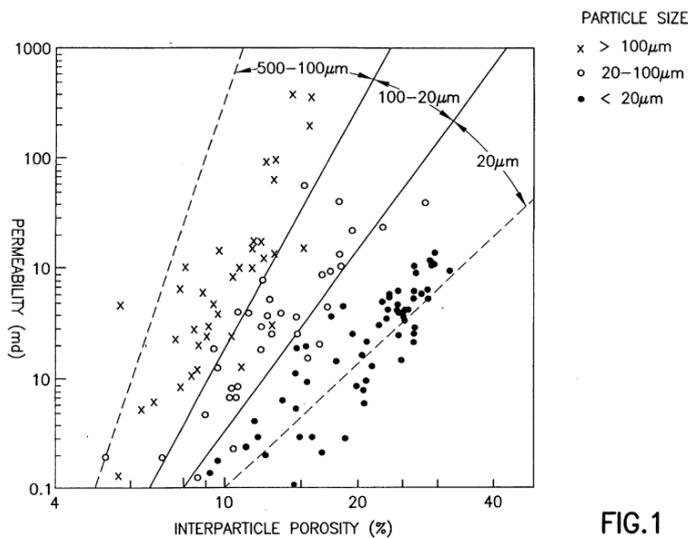


FIG.1

Figure 2 [3]

The method of this invention uses raw data with minimal preprocessing for classification of formation rock with emphasis on carbonates. Once the classification is accomplished, it then becomes possible to apply an appropriate processing method. The aforementioned Dunham's scheme has been utilized for rock with recognizable depositional texture. The principles discussed herein, however, are applicable for other classification schemes as long as the classes

influence well log data. For example, the inventive method makes intercrystalline vuggy and nonvuggy rocks distinguishable. [4]

In log interpretation, it is advantageous to estimate rock properties from a set of downhole measurements. For such inverse problems, the issue is how to make use of the log data in order to classify the lithofacies that qualitatively describe pore arrangements. The key assumption is that facies variations cause characteristic changes in log measurements. However, since a multitude of factors cause changes in log data (e.g., porosity variation for a given facies changes resistivity), several logs must be analyzed together. The object is to see whether some degree of clustering, corresponding to facies grouping, develops. In this regard, logs which consist of channels of data (i.e., numerical values associated with each depth) are treated relatively easily. However, the reduction of image logs (e.g., FMI data) into a set of channels is not trivial. It is necessary to reduce the image to a finite number of logs with numerical values, before any clustering or classification algorithms can be applied.

The inventive method embodies such procedures, as will be explained hereinafter, and illustrates how such a combination of logs can be used for facies identification.

Inputs from a variety of logs have been used to determine whether natural clusters and separation among them emerge. Usable data include image feature channels from FMI, compressional and shear velocities from acoustics, relaxation data from NMR (in terms of a few exponential relaxation terms), and other commonly used logs such as resistivity, neutron and bulk density, P_e , etc. Should all of the aforementioned logs be unavailable, a subset can be used. However, image data of FMI quality is essential.

The procedure of the invention, as described hereinafter, differs significantly from both "RockClass" and "FacioLog" techniques, which are commercial software programs available from Schlumberger Technology Corporation. The inventive method classifies by learning efficiently. The learning algorithm is computationally efficient and is natural to classification problems involving a finite

set of clusters. Detailed classification (say, in terms of tens of facies) is unnecessary, and probably impossible to perform with downhole measurements alone. Rather, all that is needed is a broad separation in terms of those classes that significantly affect transport properties

Two types of features from FMI images are examined. One is moments of the histograms of local electrical currents: mean, variance, skewness, kurtosis. The other is the energy distribution of the spatial frequency components of such local currents. Clearly, the latter information includes the former, and contains more subtle information such as layer orientation, patterns, etc.

In order to compute the energy distribution of the spatial frequency components, the FMI image segments are decomposed within a moving window into "elementary building blocks" such as wavelet packet basis, or Fourier basis". An assumption is made that the shape or pattern of the energy distribution in the spatial frequency domain is facies sensitive within the local geological environment.

In practice, FMI logs are segmented into a series of short segments, such as 32 depth levels (i.e., a 3.2 inch vertical window) with half overlap. Then at each segment, there are eight small images of 24 buttons by 32 depth levels. The numbers 24 and 32 are flexible, but are preferred in the case of FMI. The horizontal direction of these images is extended by overlapping to the next pad or flap to make eight images of the size 32 by 32. Then, each small image is decomposed onto a set of wavelet packet basis", and the energy (square of the expansion coefficient) is accumulated for each basis vector. At the end of this process for the interval, an energy distribution is obtained of all of the small image segments among the basis vectors. The number of basis vectors is, of course, 1024 (32 x 32). At each depth level, the energy content is computed for all of the 1024 basis vectors, which are then accumulated over the entire well. Often, most of the components with small energy can be safely ignored. Typically, about 10% of the data is used. That is, the 100 most energetic components are picked. Thus, the

dimensionality of the problem can be reduced from 1024 to 100. Each small image is represented by this 100- dimensional feature vector that is used for classification.

Classification processes require some degree of ground-truth training, while clustering algorithms may be carried out without any physical or geological knowledge. Once the algorithm is trained for a region, the algorithm can be used to extract the facies from a set of log data generated from the same region.

The learning strategy can be summarized as follows:

- Examine the core thin-sections and determine the class (e.g., mudstone, wackestone, packstone, grainstone for carbonates);
- Prepare the FMI image segments and feature vectors in the depth interval of interest for which cores were available;
- Extract the most energetic K (say 100) wavelet components and normalize their sum;
- Normalize logs into a dimensionless form to enable roughly equal weighting among each type of data;
- Feed all of the channels to the clustering algorithm and classify the clusters with the ground truth information from thin sections.

Once this stage is finished, any image segment and logs can be supplied from that region and examined for the facies class that the algorithm assigns for the image segment.

The technique used herein is different from "FacioLog" and "RockClass" although the purpose is the same. FacioLog is based on principal component analysis (PCA) and works optimally for data obeying Multivariate Gaussian (normal) distribution. RockClass uses interactive, graphical display to define facies/lithotypes from multidimensional crossplots of the input channels. It uses Bayes decision rules to classify a given depth to one of the user-defined facies. As in PCA, the log values for each facies is assumed as multivariate normal distribution. By contrast, SOM can represent the probability density function of the input patterns faithfully.

The key advantages of the inventive method are:

- Classification of facies based on available logs including image data.
- The reduction of image data into a discrete number of channels by retaining the most energetic wavelet components.
- The use of a Self-Organizing Map to reduce the multidimensional log data into clusters in 2-dimensions.
- The concept of training the map to provide facies classes for a given region.
- The demonstration that the SOM reduces the data into discrete clusters that are relevant for petrophysical interpretation, in terms of resistivity and permeability.
- Once the map is available for a region, allowing a log analyst to classify rocks automatically from a set of measured logs.

Although, in general, all of the logs may be used for the classification, experience has shown that adding certain logs to the input data may corrupt the cluster separation. For the specific datasets studied herein, the use of the wavelet (spatial frequency) feature of FMI images was deemed to be most advantageous, although in general each region may have its own "best" set of input logs for maximal discrimination. As an example, it is noted that the results would improve considerably, if other texture-sensitive logs (e.g., CMR (nuclear magnetic resonance) or EPT (Electromagnetic Propagation Tool) are available in addition to FMI.

The Kohonen self-organizing map (SOM) is currently the most popular unsupervised clustering technique in seismic exploration. Unlike K-means, SOM clusters are ordered, with similar clusters adjacent to each other. This similarity is visualized by mapping the clusters against 1D (Poupon et al., 1999; Coleou et al., 2003) or 2D (Strecker et al., 2002) color bars. However, there are several limitations to the SOM algorithm. First, there is no definite rule for selecting the neighborhood function, training radius, and learning rate because these parameters are data dependent. Second, there is no quantitative measure of "confidence" in the final clustering results because of the absence of any defined cost function to indicate the convergence in the final iteration. [5]

For these reasons, Bishop et al. (1998) develop the generative topographic mapping (GTM) algorithm as an alternative to SOM. GTM finds a model based on a probability density function (PDF) that describes the distribution of the D-dimensional data in terms of smaller number of latent variables, or cluster nodes that approximate the vast majority of the probability mass of the data (Svensen, 1998). This space containing the latent variables is called a latent space. After iterative parameter estimation, the model fits the data, and we relate the points in the D-dimensional data space to grid points or nodes in the lower L-dimensional latent space. In general, GTM estimates the probability that any given data vector is represented by each and every grid point, providing a direct link to risk analysis. To visualize the PDFs of large 3D seismic data volumes for interpretation, we can approximate each data vector by the mean or the mode of the PDF projected onto the latent space. [1]

GTM is a nonlinear dimensional reduction technique that provides a probabilistic representation of the data vectors in a corresponding lower dimensional latent space (Bishop et al., 1998). Initially, an array of K grid points u_k where $k=1; 2 \dots K$ is arranged on a lower L-dimensional latent space. Then a set of nonlinear continuous and differentiable basis functions are used to map these predefined grid points u_k into an L-dimensional non-Euclidean manifold S, which is a curved surface embedded within the D-dimensional data space (Figure 2). These mapped sets of reference vectors lying on S in the data space are termed m_k . Each data vector x_n is modeled by a suite of Gaussian PDFs centered on these reference vectors m_k . Thus, a set of constrained Gaussian mixtures defines the space in which the data vector x_n lies. As we iterate using an expectation maximization (EM) algorithm (Dempster et al., 1977), each component of the mixture model moves toward the data-vector that it best represents.

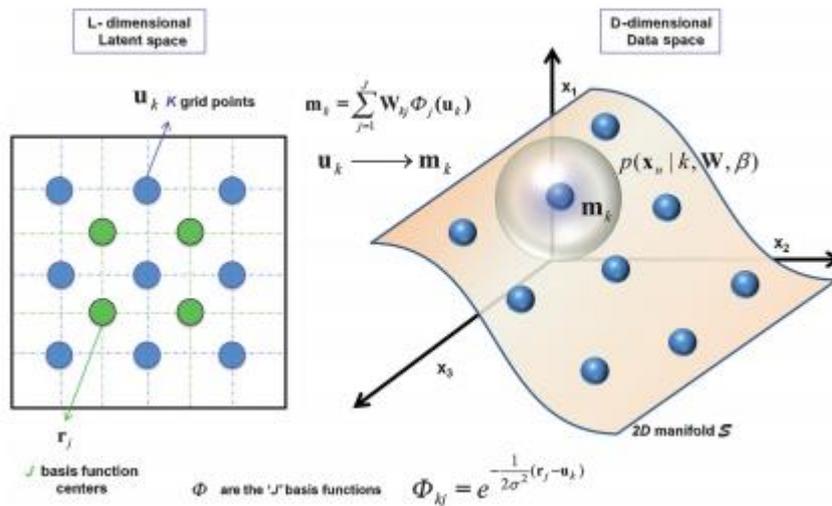


Figure 3 [1]

Each of the mapped points m_k on the manifold S has a finite probability of representing the data vector x_n . With this probability value at each m_k and using Bayes' theorem, posterior probability values are calculated for all K points. These values are then projected back to the corresponding grid points u_k on the L -dimensional latent space. Figure 2 shows the posterior probability distribution of a data vector onto such a latent space. We have considered our dimension of the latent space, $L \approx 2$. This distribution forms the PDF of the data-vector onto the latent space. However, plotting the PDFs for all the data vectors will be too much information in this latent space. We therefore follow Bishop et al. (1998) and project the mean or the mode posterior probability projections of a data vector onto the latent space (Figure 3). [7]

These mean posterior probability projections of the data vectors onto the 2D latent space form clusters. These clusters are then used for data visualization through defining polygons around the clusters and highlighting the data vectors that fall within various clusters. Also, the PDFs formed by individual data vectors can be compared with the PDFs formed by each of the target data vectors, by measuring the overlap between them. This modifies the GTM algorithm to perform

supervised classification, and it is discussed in detail, later in this paper. The GTM workflow is summarized in the flowchart shown in Figure 4.

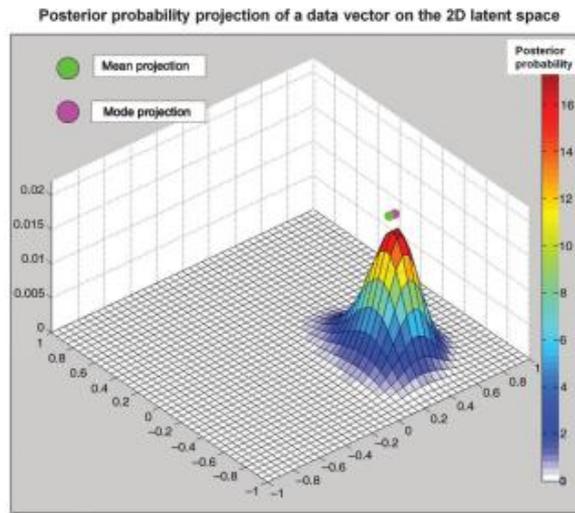


Figure 4 [7]

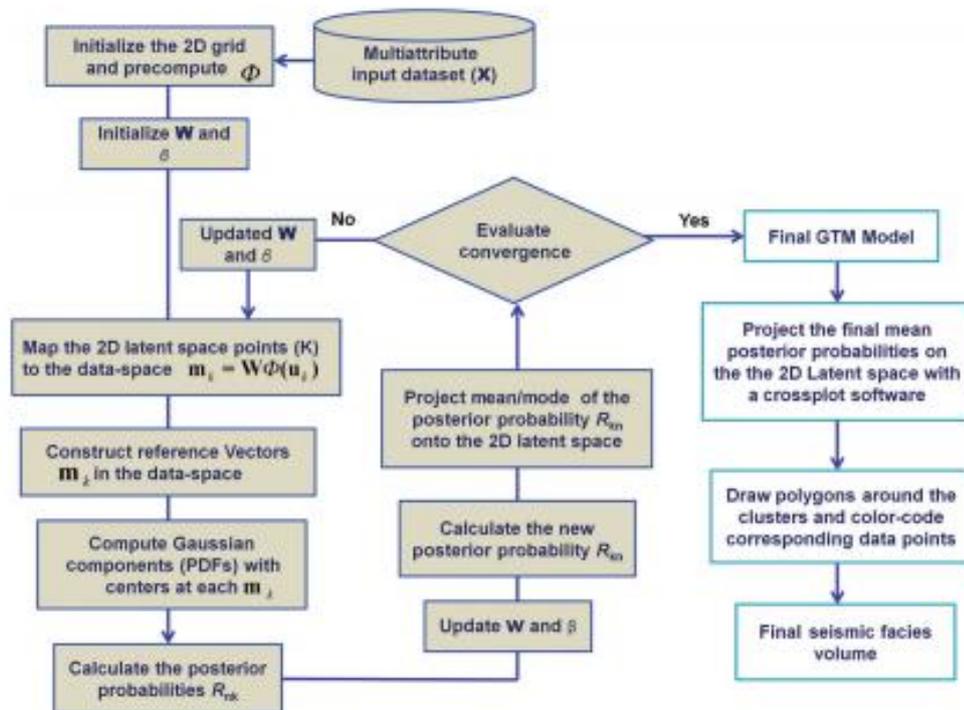


Figure 5 [7]

The GTM analysis from the V_p/V_s , P-impedance, $\mu\rho$, and $\lambda\rho$ input volumes help in classifying the different facies thus helping in identifying the different rock types of the reservoir units. Further using the Bhattacharya measure, geobodies can

be conveniently calculated for a facies based on a well type, which helps to quantify the amount of good or bad rocks present in the reservoir.

In contrast to Kohonen SOM, which is based on heuristics and empirical arguments, GTM has a key advantage that it defines a probability model. In addition, we can analyze the stability of the inverse variance β , which provides the proof of convergence of the GTM model.

Summary of the GTM workflow

Initialization

- Choose an appropriate suite of seismic attributes to differentiate the different reservoir performance results or seismic facies.

- Define the number of latent variables K , the basis function J , and the relative width of the basis functions ε .

- Generate the latent space grid points u_k , where $k = 1, 2, \dots, K$.

- Generate the grid for the Gaussian basis function centers r_j , where $j=1, 2, \dots, J$.

J.

- Compute the set of Gaussian basis function Φ .

- Initialization of W and β from PCA analysis of the data X .

- Compute the reference vectors, m_k .

- Compute $\|m_k - x_n\|^2$ for the Gaussian PDFs.

- Calculate the initial responsibility $R_{nk}(W, \beta)$.

Training

- Update the weight matrix W_{new} .

- Update m_k and calculate the new $\|m_k - x_n\|^2$.

- Update the inverse variance β_{new} .

- Calculate the new responsibility ($R_{nk}(W_{\text{new}}; \beta_{\text{new}})$).

- Compute posterior mean projection for visualization of clusters.

Training continues until the model converges (i.e., the value of the inverse variance β_{new} stabilizes).

Seismic attribute analysis is an essential and powerful tool for the separation of different lithological types, however it is always important to keep in mind the

inherent limitations of seismic data. E.g. related primarily to the obtainable resolution of the method, which is in a different scale from results obtainable from petrophysical log data. The applied technology based on seismic inversion algorithms calibrated by petrophysical information provides a range of information which can be utilized to characterize types of facies and their distribution.

The reflection seismic method is very efficient for prediction of structural and reservoir characteristics of studied fields. The combination of reliable seismic and petrophysical data facilitated acoustic and elastic inversions. Below is an example of using this method based on the field that is located in the Adjud Dobrogean Orogen region (ADOR). 3D seismic data and petrophysical information from drilled wells have been used for lithological facies prediction. The following attributes were generated: P-wave impedance, S-wave-impedance, elastic impedance, V_p/V_s ratio, μ - ρ , λ - ρ , Poisson's ratio and some other. To simplify the analysis and equalize the impedance and Poisson's ratio values on different time intervals the values of impedance and Poisson's ratio were normalised by dominant frequencies.

In order to generate lithological properties and define formation types a cross-plot analysis was applied for different levels of the 3D seismic cube. Cross-plot analysis was performed on well log and seismic data and the obtained results were applied for the formation and facies definitions. Applying cross-plot analysis of Poisson's ratio and λ - ρ allowed the extraction of information related to stratigraphical differences present in the seismic data (Figure 5), each colour can be assigned to a certain stratigraphical age. [8]

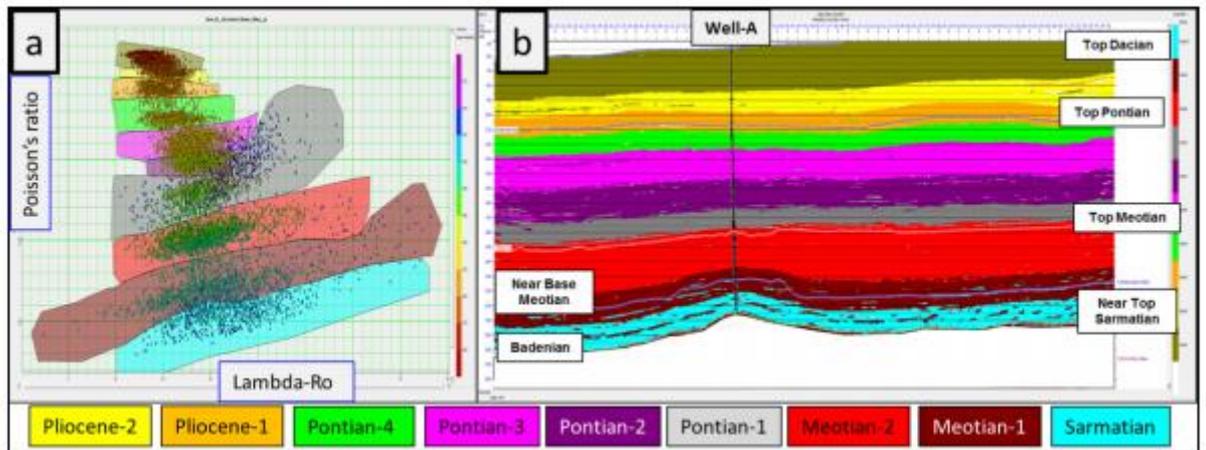


Figure 6 [8]

The analysis of petrophysical data and seismic attributes obtained by elastic, acoustic and Poisson's ratio inversion and their transforms allowed the definition of formation type and distributions, the separation of seismic data into different lithological classes, and the identification of 3 types of lithofacies. The cross-plot analysis of elastic attributes and their variations enabled the definition of cut-off and distributions of following lithological facies: 1) Base Meotian carbonate sandstone; 2) Badenian Limestone; 3) Middle Sarmatian Sand. The received results can be integrated in further exploration activities in the area.

REFERENCES

- 1) Barnes, A. E., and K. J. Laughlin, 2002, Investigation of methods for unsupervised classification of seismic data: 72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2221–2224. 5
- 2) Bhattacharya, A., 1943, On a measure of divergence between two statistical populations defined by their probability distributions: Bulletin of the Calcutta Mathematical Society, 35, 99–109 6
- 3) Choquette, P. W. and Pray, L. C., Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates,. AAPG Bulletin 54 (1970), pp. 207-250. 3
- 4) Dunham, R. J., Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture, AAPG Mem. 1 (1962), pp. 108-121. 4
- 5) Lucia, F. J., Rock-fabric/petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization, AAPG Bulletin 79 (1995), pp. 1275-1300. 2
- 6) Macmullin, R. B. and Muccini, G. A., Characteristics of Porous Beds and Structures, AIChEJ 2 (1956), pp. 393-403. 1
- 7) Mutihac, V., Mutihac, G. – The Geology of Romania, Ed. Didactica si Pedagogica R.A., Bucuresti, 2010. 7
- 8) Quakenbush, M., Shang, B. and Tuttle, C, 2006. Poisson Impedance: The Leading Edge, 25, 128 – 138. 8