

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

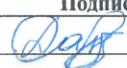
Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Влияние неопределенностей в методах определения фильтрационно-ёмкостных характеристик на величину запасов и фильтрационные параметры

УДК 622.276-026.564.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Данилов Кирилл Аркадьевич		14.08.20

Руководитель

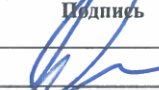
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		17.08.20

Руководитель отделения

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

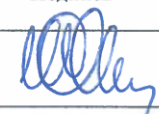
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		17.08.2020

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		18.07.2020

Томск – 2020 г.

Запланированные результаты обучения по программе

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

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

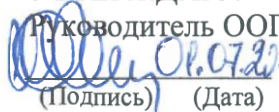
Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 О.С. Чернова
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Данилову Кириллу Аркадьевичу

Тема работы:

Влияние неопределенностей в методах определения фильтрационно-ёмкостных характеристик на величину запасов и фильтрационные параметры	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ № 204-9/с от 22.07.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Данные геолого-геофизических исследований скважин Крапивинского нефтяного месторождения</i>
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Литературный обзор 2. Геологическая характеристика месторождения 3. Подбор базовых констант 4. Анализ расчета глинистости, пористости, проницаемости и водонасыщенности 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Общее количество графического материала – 57 рисунков: - График зависимости времени распространения продольной акустической волны от пористости; - графики зависимости параметра пористости от пористости; - графики зависимости параметра нефтенасыщенности от водонасыщенности; кросс-плоты ГИС-керна для пористости, проницаемости, водонасыщенности; геологические разрезы пласта Ю1 3 по литофациальным зонам; планшеты результатов интерпретации опорных скважин
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент...</i>	Рукавишников В.С. Ph.D
<i>Социальная ответственность</i>	Белозеров В. Б. д. г.-м. н.
<i>Специальные вопросы</i>	к. г-м. н., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа ЦППС НД ТПУ, Коровин М. О.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Summary, aims and objectives	
Literature review and theoretical background	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Данилов Кирилл Аркадьевич		07.07.20

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Данилов Кирилл Аркадьевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов проведения исследования по оценке фильтрационно-емкостных параметров
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

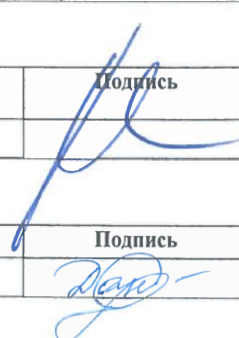
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка стоимостного выражения проведения научного исследования по изучению фильтрационно-емкостных свойств Крапивинского месторождения
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет: 1. Затраты на материалы и реагенты; 2. Затраты на выплату заработной платы рабочим; 3. Накладные расходы
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет затрат на проведение научного исследования по изучению фильтрационно-емкостных свойств Крапивинского месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджет НТИ
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
8. Потенциальные риски

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		08.07.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Данилов Кирилл Аркадьевич		08.07.20

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Данилов Кирилл Аркадьевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – 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)	Описать возможные вредные факторы, влияющие на окружающую среду (биосферу, гидросферу, атмосферу и литосферу). Спланировать меры по предупреждения возможных аварийных ситуаций в процессе бурения и эксплуатации скважин.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	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.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Факторы, проявляющие вредное воздействие: - отклонение показателей микроклимата - повышенный уровень статического электричества - статическая работа - недостаточная освещенность рабочей зоны
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью; - предлагаемые средства защиты.

3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Влияние на окружающую среду в ходе исследования: 1. Утилизация компьютерной техники 2. Утилизация бумаги
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Наиболее вероятной ЧС является пожар. Оценка пожарной безопасности. Разработка мероприятий по предупреждению пожаров
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	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.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	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	08.07.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д. Г. -М. Н.		08.07.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Данилов Кирилл Аркадьевич		08.07.2020

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
3.07.2020	Геологическое строение объекта исследования	10
8.07.2020	Комплекс методов ГИС в скважинах Крапивинского месторождения	10
15.07.2020	Методика обработки и интерпретации ГИС при подсчете запасов	20
25.07.2020	Результаты исследований	20
3.08.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
7.08.2020	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	К. Г.-М. Н		01.07.20

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	Д. Г.-М-Н.		01.07.20

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 105 страниц, 31 рисунок, 33 источника и 1 приложение.

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

Целью работы является оценка точности подсчета запасов, рассчитанной с использованием попластового подхода, по сравнению с поточечным подходом.

Результатом исследования станет сравнение точности двух методов. Учитывая, что точность подсчета запасов и фильтрационных параметров играет важную роль в процессе разработки месторождения и дальнейшей экономической оценки, существует необходимость сравнить методы интерпретации ГИС и оценить, как сильно влияют два разных подхода на экономическую составляющую.

Областью применения являются месторождения с низкой проницаемостью в Западной Сибири.

Экономическая эффективность/значимость работы: в обоснованной оценке балансовых запасов и фильтрационных параметров. Сравнение двух подходов интерпретации ГИС

Обозначения и сокращения

ГИС – геофизические исследования скважин

СОС – специализированная организующая система

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ФЕС –фильтрационно-емкостные свойства

ПС – потенциал самопроизвольной поляризации

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ	17
1.1 Местоположение объекта исследований	17
1.2 Стратиграфия	18
1.3 Особенности тектоники	21
1.4 Нефтегазоносность	21
1.5 Условия осадконакопления	22
2. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ГИС В СКВАЖИНАХ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	24
2.1 Выделение коллекторов.....	24
2.2 Отбор керна приборами на кабеле	24
2.2.1 Зонды	25
2.3 Коррекция исходных данных	28
2.3.1 Влияние бурового раствора.....	29
2.3.2 Влияние объема бурового раствора, окружающего прибор	29
2.3.3 Влияние конструкции прибора	30
2.6 Построение кросс-плотов	35
3. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ	37
3.1 Параметры, влияющие на определение геологических запасов	37
3.2 Определение литологии.....	38
3.4 Выделение продуктивных интервалов	40
3.5 Петрофизическое обоснование интерпретации ГИС	41
3.5.1 Определение сопротивления пластовой воды.....	45
3.6 Оценка ФЕС продуктивного пласта (Ю_1^3).....	46
4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ	50
4.1 Усреднение фильтрационно-емкостных параметров пласта.....	50
4.2 Поинтервальная разбивка на блоки	50
4.1 Определение критериев отсечения.....	57

4.3	Геологические запасы, полученные по разным методикам интерпретации ГИС	60
4.4	Предложения по дальнейшей работе	64
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	65
5.1	Планирование этапов и работ по выполнению магистерской диссертации	66
5.2	Определение трудоемкости выполнения магистерской диссертации ...	67
5.3	Плановая себестоимость проведения НИР	68
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	74
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
6.2	Производственная безопасность	75
6.3	Отклонение показателей микроклимата	77
6.4	Повышенный уровень статического электричества	78
6.5	Статическая работа	80
6.6	Недостаточная освещенность рабочей зоны	84
6.7	Напряженность труда	85
6.8	Экологическая безопасность	87
6.9	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ	96
	Summary	96
	Aims and objectives	96
	Literature review	97

ВВЕДЕНИЕ

Почти все скважинные геофизические исследования на определенной глубине зависят от свойств пласта вдоль этой скважины. Попластовая интерпретация – это способ устранить внешние воздействия на геофизические измерения и восстановить исходный сигнал, одновременно учитывая поправки за ограниченную мощность пласта. Кроме того, для получения более точной оценки свойств пласта, поточечная интерпретация позволяет провести анализ по выделенным зонам с помощью компьютера.

Поточечная интерпретация позволяет непосредственно обрабатывать цифровые геофизические данные и получать результаты в виде непрерывной функции глубины. Что касается попластовой интерпретации, то этот метод предполагает аппроксимацию непрерывной ступенчатой геофизической кривой с выделением однородных интервалов, в пределах которых присваивается одно значение геофизического параметра, не изменяющееся по глубине. Полученные результаты являются основой для подсчета запасов и трехмерного геологического моделирования продуктивных объектов. Эти два вышеупомянутых метода отличаются подходом к оценке и обоснованию параметров пласта, которые в дальнейшем непосредственно влияют на величину прогнозируемых запасов и коэффициент извлечения нефти. Поэтому актуальность данной темы заключается в том, что необходимо сравнить точности расчётов поточечного и попластового режимов вычисления подсчётных параметров.

При интерпретации данных ГИС в настоящее время интерпретатор играет важную роль, поскольку именно он задает представление о модели разреза, выбирает соответствующую методику оценки свойств геологического объекта основываясь на собственные знания, а также на имеющиеся фактические данные об изучаемом объекте – геология, комплекс ГИС, анализ керна, испытание пластов.

Для того, чтобы помочь интерпретатору в анализе геофизических материалов при реализации той методики интерпретации, которую он считает наиболее подходящей для данного разреза, существуют различные автоматизированные системы обработки и интерпретации данных ГИС. Они, конечно же, не могут заменить интерпретатора, но зато это рабочий инструмент, позволяющий построить вычислительный процесс в нужной последовательности.

Автоматизированная система обработки – это комплекс прикладных обрабатывающих программ, предназначенных для решений прикладных научных и инженерных задач, объединенных специализированной организующей системой (СОС), которая управляет процессом обработки данных.

При усреднении значений геофизической кривой точность теряется по сравнению с непрерывной кривой. Это может привести к искажению информации и, как следствие, к ошибке в определении геологических запасов. Поэтому основной целью проекта является оценка точности подсчета запасов, рассчитанной с использованием попластового подхода, по сравнению с поточечным подходом.

Во-вторых, необходимо разработать метод разбивки кривой на блоки. Это очень важный этап выполнения проекта, потому что на основе расчетов будут получены параметры пласта. Во-третьих, должны быть определены геологические запасы месторождения и сопоставлены с использованием двух подходов.

Учитывая, что точность подсчета запасов и фильтрационных параметров играет важную роль в процессе разработки месторождения и дальнейшей экономической оценки, существует необходимость сравнить методы интерпретации ГИС и оценить, как сильно влияют два разных подхода на экономическую составляющую.

Алгоритм разбития на блоки может быть использован в компьютеризированных системах анализа каротажных диаграмм для

определения границ пласта, выполнять коррекцию толщины слоя, устранять случайные ошибки, и разбить кривую на однородные зоны. В результате получается более точная логарифмическая интерпретация. Кроме того, разбивка на блоки открывает путь к зональному анализу на компьютере, или автоматическому зонированию.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1 Местоположение объекта исследований

Исследуемое месторождение расположено в юго-восточной части Томской области и Омской области. Большинство исследований относят месторождение к категории сложно структурированных, что подразумевает значительную вертикальную и латеральную неоднородность пласта. Месторождение имеет большую изменчивость коллекторских свойств по разрезу, скачкообразное поведение водонефтяного контакта (ВНК), неравномерное распределение скважин высокой и низкой продуктивности с аномально высоким дебитом обводнения. Разработка таких запасов происходит неравномерно, что приводит к быстрому истощению действующих запасов и появлению большого количества малопродуктивных скважин, неправильной оценке коэффициента извлечения и, как следствие, к снижению производственно-экономической значимости месторождения.

К настоящему времени в пределах Крапивинского месторождения пробурено 32 поисковых и разведочных скважин, отработано свыше 40 сейсмических профилей МОГТ с общей протяженностью более 700 км, часть месторождения расположена на территории Томской области, покрыта 3D сейсмической съемкой (428 км). За период проведения пробной эксплуатации на Крапивинском месторождении были выполнены дополнительные геолого-геофизические исследования сейсморазведка 3D, эксплуатационное и разведочное бурение, исследования керн в лабораторных условиях.

В результате пробной эксплуатации в 32 разведочных скважинах проведено опробование и гидродинамическое прослушивание, что дало возможность оценить продуктивность залежей как по разрезу, так и по площади. По результатам работ отмечено, что пласт Ю₁³ наиболее продуктивен в своей верхней части (индексируемой как пачка Ю₁^{3А}). Зона

наибольшей продуктивности выделена лишь в пределах северной части месторождения (район эксплуатационного куста 1).

1.2 Стратиграфия

По всей площади верхнеюрский комплекс отложений является полифаціальным и выделяются Васюганская, Георгиевская и Баженовская свиты. Особенностью верхнеюрских отложений является их регрессивно-трансгрессивное залегание на подстилающих отложениях тюменской свиты и наличие в верхней части разреза черных битуминозных аргиллитов Баженовской свиты, являющихся отличным региональным, литолого-фаціальным и хронологическим маркером.

Своеобразное литолого-фаціальное положение верхнеюрских отложений, несмотря на миграцию отдельных фаціальных комплексов, обеспечивало достаточную синхронизацию верхней границы этих отложений, в то время как в большинстве образований меловой системы многие исследователи отмечали значительное смещение границ продуктивных отложений.

Базовая поверхность верхнеюрских отложений, проведенная вдоль нижней границы трансгрессивного слоя Ю₂, имеет менее четкие границы и во многих случаях осуществляется по геолого-геофизическим показателям с большей степенью условности.

Комплекс пород верхнеюрского возраста, выделенный в объеме пласта Ю₁, является основным объектом разработки месторождения, пронизанного всеми пробуренными разведочными и эксплуатационными скважинами. Общая толщина Ю₁ колеблется от 20 до 30 м, эффективная - от 15 до 24 м.

Пласт Ю₁³⁻⁴ вскрыт всеми пробуренными скважинами. Представлен серыми, мелко-среднезернистыми массивными, реже слоистыми песчаниками с подчиненным значением алевролитов и глинистых пропластков,

слюдистыми, слабо карбонатизированными, с редкими включениями обугленного растительного детрита и обломков фауны. Общая мощность пласта в пределах северо-западной (северный купол – район скв. 208;314) и южной части (район скв. 220,221, 222, 223) характеризуется наибольшими значениями (15 – 20 м). На южной периклинали и в северо-восточном направлении она не превышает 10 – 12 м. В периферийных частях структуры эффективная мощность несколько уменьшается. Пласт выделен как подугольная литологическая ритмотолща $Ю_1^{3-4}$ регрессивного типа. Снизу-вверх она подразделяется на три ритмопачки: ритмопачка $Ю_1^{3B}$ - имеющая покровное распространение, залегает на глубине от 2663,8 м (скв. 191) - до 2786,2 м (скв. 210), имеет общую мощность 5 – 22 м и представлена мелкозернистыми серыми песчаниками и алевролитами полимиктового состава; ритмопачка $Ю_1^{3B}$ имеющая преимущественно мелкозернистый состав песчано-алевритовых осадков с отдельными прослоями крупно – и грубозернистых пород в кровельной части, общей мощности от 5 до 18 м и ритмопачки - $Ю_1^{3A}$, выявленной лишь в северной части месторождения. Ритмопачка $Ю_1^{3A}$ залегает на глубинах - 2692,6 м (скв. 208) до 2746,8 м (скв.216), в литологическом плане представлена разномзернистыми песчаникам, преимущественно кварцевого состава. Прослои более грубозернистого состава, по данным детального макроописания керна разведочных скважин, сосредоточены в средней и верхней частях пачки.

Отложения георгиевской свиты на территории Крапивинской группы поднятий имеет небольшую мощность. Свита представлена монотонной глинистой толщей однообразного литолого-минералогического состава, темно-серого цвета с характерным зеленоватым оттенком. В кернах скважин часто присутствует ихтиодетрит, многообразная микрофауна морского типа, обломки белемнитов, пелеципод и других организмов. В скважинах 198, 199 определены комплексы фораминифер и установлен уровень раннего кимериджа /.... /.

Венчает разрез верхней юры битуминозная аргиллитовая толща баженовской свиты. Черные или буровато-черные плитчатые битуминозные аргиллиты баженовской свиты содержат редкие прослои карбонатов, и обычных пластичных глин, переслаивающимися с алевролитами и песчаниками. Мощность свиты стабильна на всей территории и составляет в среднем 24 – 28 м. Баженовская свита имеет своеобразную промыслово-геофизическую характеристику, позволяющую легко вычленять ее в разрезах скважин и является великолепным маркирующим горизонтом [1].

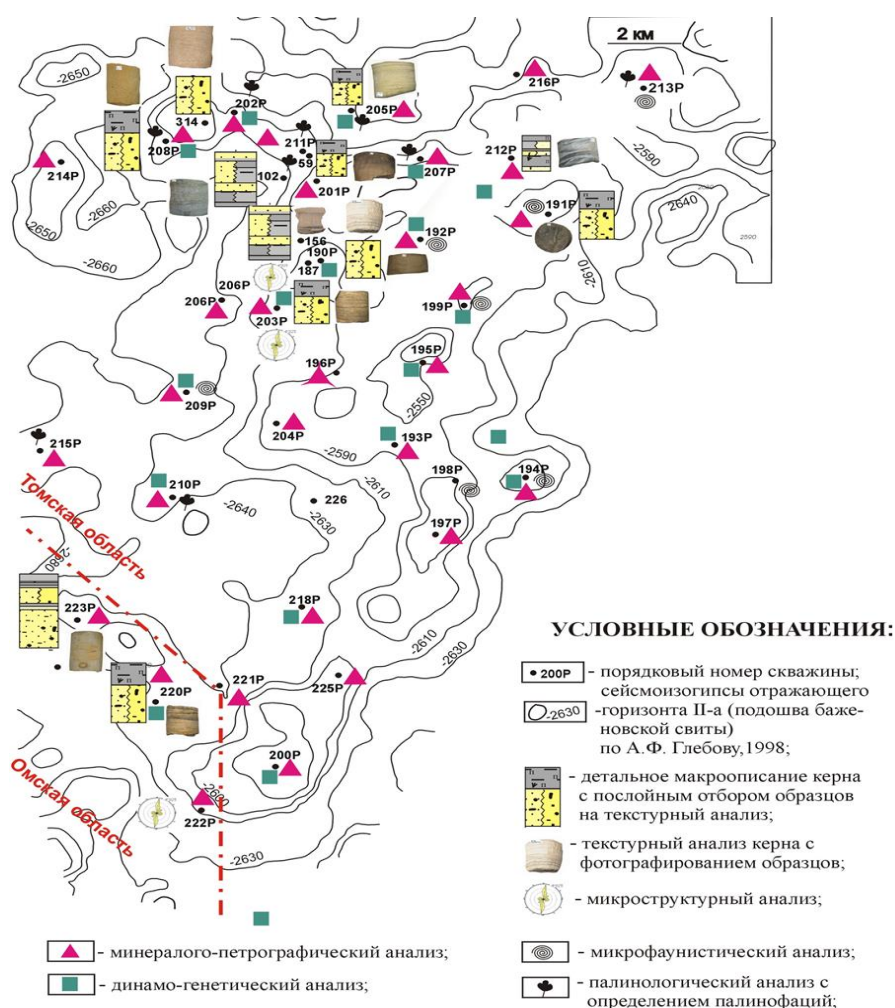


Рисунок 1.1 - Схема литолого-фациальной изученности верхнеюрских отложений Крапивинского нефтяного месторождения [31]

1.3 Особенности тектоники

В тектоническом отношении Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия (к.п.), осложняющего южную часть Каймысовского свода. Впервые данное поднятие выявлено и подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1966 году, по их результатам Крапивинская структура представляла собой сравнительно простую куполовидную складку субмеридионального простирания, оконтуренную сейсмоизогипсой – 2700 м, с размерами 19 x 13 км и амплитудой 100 м.

Проводимые в последующем детализационные исследования МОГТ, 2Д уточнили конфигурацию собственно Крапивинской и выявленной Западно-Крапивинской площадей. Результатом обобщения всех геолого-геофизических материалов по южной части Каймысовского свода явилась структурная карта по отражающему горизонту II а (подошва баженовской свиты), согласно которой структура осложнена рядом локальных поднятий, разделенных узкими линейными прогибами (Берлин Г.И., 1997 г).

1.4 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² и Ю₁³, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ} толщиной от 4 до 10 м.

Для Крапивинского месторождения характерно отсутствие единой оконтуривающей изогипсы, контролирующей площадь нефтеносности основного пласта Ю₁³. Практически все связанные с ним залежи ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с

низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора и гипсометрический уровень выше ВНК. По данным опробования и капилляриметрическим исследованиям предполагается наличие капиллярно-экранированного типа большинства залежей пласта Ю₁³.

Сложное литологическое строение нижнего пласта Ю₁³ предопределило выделение в разрезе последнего трех ритмопачек (снизу-вверх индексируемых как Ю₁^{3В}, Ю₁^{3Б}, Ю₁^{3А}), характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами при различном площадном распространении. К указанным пачкам приурочены 13 залежей нефти, характеристика которых приводится ниже.

Залежи пачки Ю₁^{3В} с пачкой Ю₁^{3Б} связано пять локальных залежей нефти ограниченных размеров [1].

1.5 Условия осадконакопления

Анализ обстановок осадконакопления с привлечением данных гранулометрического метода показал морские условия формирования осадка с преобладанием мелководных фаций. Выделено 4 типа фациальных обстановок, характеризующих обстановки движения активных морских течений и прибрежных волн; пассивные подветренные обстановки дюн, отмели и банки; прибрежные отложения низин, заливов и эстуариев; внутренние спокойные места в низинах, заливаемых проливами

Петрографические исследования показали, что становление коллекторских свойств продуктивных пластов месторождения большое влияние оказали постседиментационные процессы, разнообразные по многим проявлениям: по связи с тектоническими процессами, по времени проявления, по интенсивности и равномерности развития, по вновь возникающим минеральным продуктам и их ассоциациям, по пространственно-временному отношению к углеводородным флюидам. Установлено, что явлениям

наложенного эпигенеза предшествуют тектонические процессы. Они проявляются в развитии послойных тектонических дислокаций, которые, вероятно, не обнаруживаются в геофизических полях, но достаточно четко выявляются петрографическими и геохимическими исследованиями.

Следует отметить, что многие корреляционные схемы песчаных пластов, основанные на данных каротажа скважин, без учета палеонтологических, фациальных особенностей и анализа мощности, имеют низкую степень достоверности этих построений [29].

2. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ГИС В СКВАЖИНАХ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Выделение коллекторов

Так как при поиске месторождений нефти и газа экономический интерес представляют только потенциальные коллекторы, в первую очередь при интерпретации выделяются интервалы коллектора, с тем чтобы впоследствии сосредоточиться на их оценке.

В интервалах коллекторов каротажные кривые имеют определенную форму, что обусловлено петрофизическими свойствами пород, в первую очередь пористостью и проницаемостью. Эти свойства обуславливают проникновение в коллектор фильтрата бурового раствора, что сопровождается образованием глинистой корки, в случае если давление в скважине превышает пластовое давление. В результате в пласте-коллекторе образуется кольцевая область, содержащая фильтрат, которая отличается от начального состояния коллектора и в пределах которой можно выделить несколько зон в виде коаксиальных колец, характеризующихся различным сопротивлением, плотностью флюида, водородным показателем, сечением захвата и т.д.

Анализируя кривые разных методов и соответствующие значения, можно разделить породы на две основные категории: коллекторы и неколлекторы [8].

2.2 Отбор кернa приборами на кабеле

Отбор полноразмерного керна – дорогостоящая операция, которая, к тому же, не всегда возможна. Тем не менее, информация, получаемая в результате анализа керна, требуется достаточно часто для подтверждения или более точного определения минерального состава пород, их структуры,

возраста согласно ископаемым остаткам, а также петрофизических свойств (пористость, проницаемость и тип флюида).

В отсутствие данных по керну, когда анализ шлама не дает такой информации, как керн, из-за небольшого размера частиц, их смешивания и выпадения с верхних интервалов, геологам необходимы образцы пород, разбуhrиваемых скважиной.

Для решения этой задачи сервисные компании придумали приборы на кабеле, позволяющие отбирать керн с заданной глубины [24].

2.2.1 Зонды

Сервисные компании предлагают два типа устройств с привязкой по глубине на точку отбора (позиционирование) по данным ПС или ГК, записываемых одновременно.

Таблица 2.1 – Керноотборники крупнейших сервисных компаний

Тип прибора	Компания		
	Schlumberger	Halliburton	Baker Atlas
Стреляющий	CST	SWC	SWC
Сверлящий	MSCT	RSCT	RCOR

Боковой стреляющий грунтонасос

В 1937 году компания Schlumberger впервые применила устройство для отбора керна (CST, Chronological Sample Taker), которое выстреливало полные бойки и впоследствии было названо боковым стреляющим грунтонасосом. В грунтонасосе устанавливаются пустотелые бойки, выстреливаемые в пласт с помощью заряда, расположенного в пятке бойка и взрывающегося с помощью небольшого детонатора по команде с поверхности. Бойки и заряды помещаются в прикрепленное к кабелю стреляющее устройство.

Аналогичный прибор для отбора бокового керна под названием SWC (SideWall Coring) имеется у компании Halliburton. У BakerAtlas – это стреляющий боковой грунтонасос SideWall Corgun (SWC).

Боковой стреляющий грунтонос

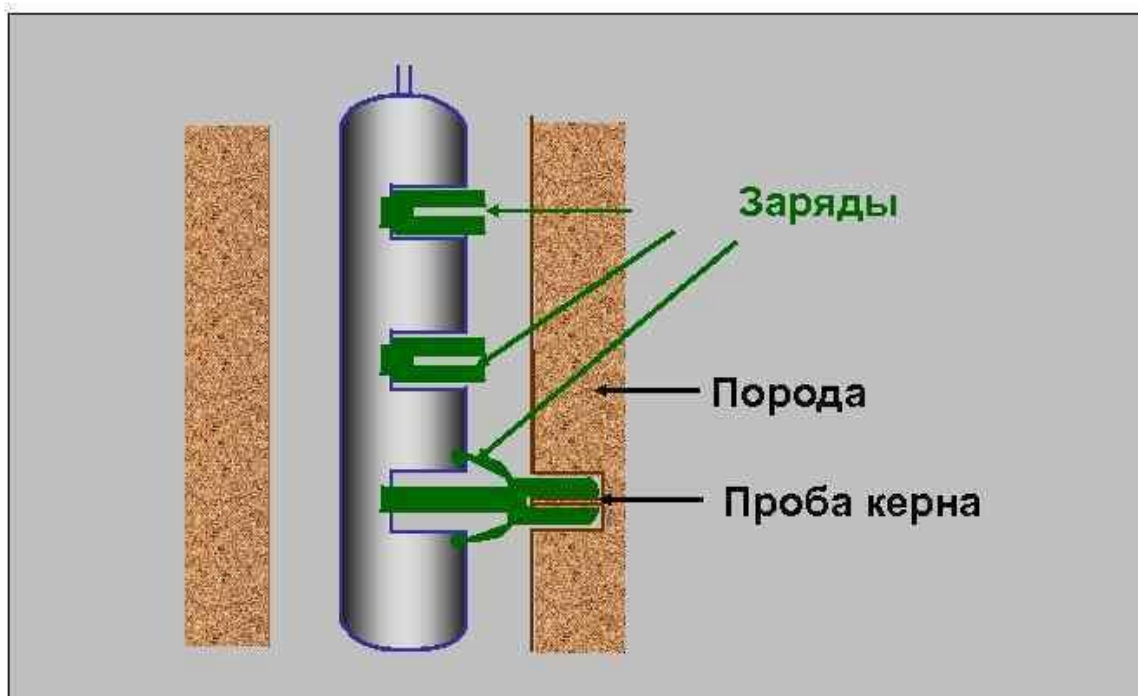


Рисунок 2.1 – Боковой стреляющий грунтонасос

Механический стреляющий грунтонасос

Компенсировать недостатки стреляющих грунтонасосов позволили новые приборы сервисных компаний, отбирающие керн способом, сходным с традиционным, но меньшего размера.

В начале 1990-х годов компания Schlumberger внедрила новый механический боковой грунтонасос MSCT (Mechanical SideWall Coring Tool), извлекающий до 20 образцов керна из стенок скважины за один спуско-подъем. Количество образцов может быть увеличено вдвое (до 50 образцов) при использовании специального устройства, которое предлагается опционально.

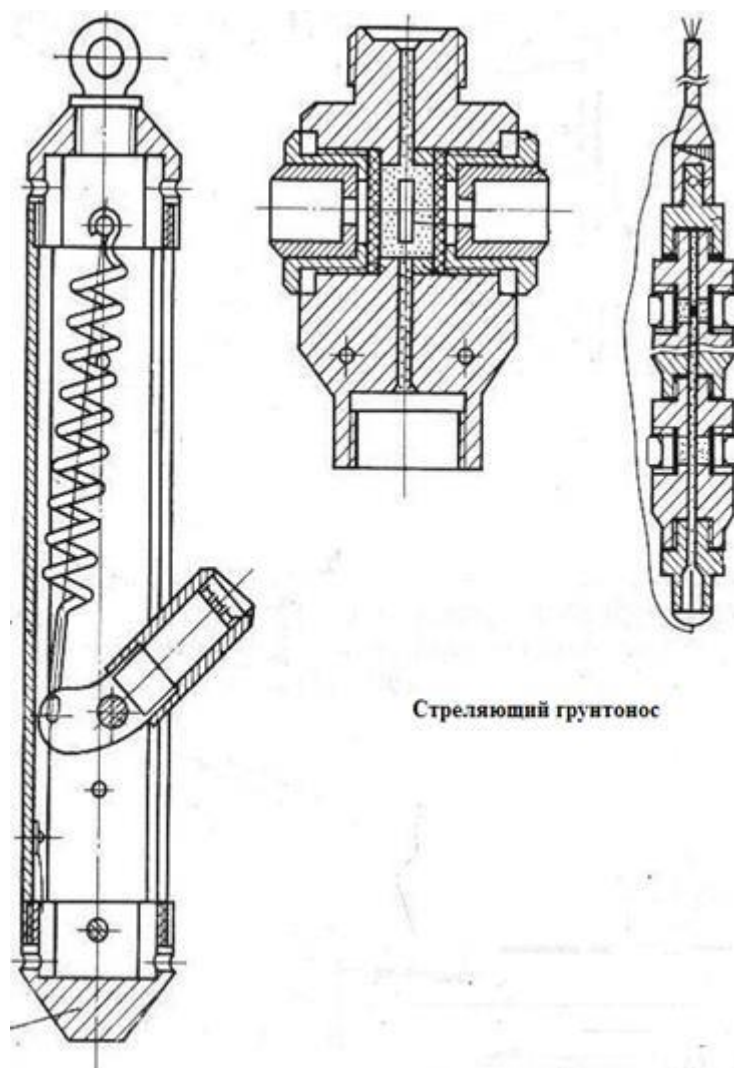


Рисунок 2.2 – Механический стреляющий грунтонасос.

Отбор керна осуществляется путем сверления с использованием алмазного долота. Такой метод позволяет обеспечить сохранение петрофизических свойств породы, откуда извлекается керн. После выбора точек по данным ГК, вытягивается распорный башмак, который децентрирует прибор и удерживает его достаточно близко у стенки скважины. Затем алмазное долото приводится в рабочее положение, выдвигаясь из прибора. Вращаясь со скоростью около 2000 оборотов в минуту, оно вырезает из породы небольшой образец размером 2.5 x 5 см. Оптимальный процесс бурения обеспечивается путем выбора соответствующего веса на долото, который поддерживается на бурильном устройстве.

На основе поступающих непрерывно телеметрических данных о ходе операций оператор с поверхности контролирует процесс отбора керна. При небольшом вертикальном смещении долота образец керна обламывается, оставаясь внутри колонковой головки. Затем бурильное устройство убирается обратно внутрь керноотборника, при этом керн вжимается в трубку приемника с помощью стержня-выбрасывателя. Образец закрывается сплошным диском, отделяющим его от следующего образца. Это позволяет размещать образцы по глубине с учетом нумерации. Длина керна определяется с помощью датчика. Теперь зонд готов к отбору следующего образца породы. Инженер имеет возможность управлять параметрами операции с поверхности. Отбор одного образца занимает примерно 5 минут [23].

Преимущества прибора заключается, во-первых, в возможности извлекать керн и из плотных и из мягких пород, во-вторых, без деформации породы.

Компании Halliburton и Baker Atlas имеют аналогичные сверлящие грунтонасосы (RSCT – Rotary SideWall Coring Tool) – Halliburton и RCORSM – Baker Atlas.

2.3 Коррекция исходных данных

На сигнал от пласта накладывается побочный сигнал от скважины, степень влияния которого зависит от типа измерения. Понятно, что если помехи становятся слишком сильными, то результат измерений будет неудовлетворительный. Поэтому полученные измерения не рекомендуется интерпретировать в исходном виде, необходимо сначала произвести коррекцию на искажающее влияние сигналов-помех. Каротажные измерения подвержены искажениям различного типа.

Современное оборудование и компьютеризированные станции позволяют обрабатывать исходные данные непосредственно после каротажа, с внесением поправок на влияние среды.

В любом случае для показаний, записанных приборами предыдущего поколения, или для контроля результатов коррекции средствами каротажной станции применяется ввод поправок вручную с помощью палеток, предоставляемых сервисными компаниями.

Далее рассмотрены причины появления искажающих эффектов [30].

2.3.1 Влияние бурового раствора.

На практике используются буровые растворы следующих типов:

- воздушные смеси;
- пенистые
- на водной основе, содержащие некоторое количество механических примесей (бентонит, барит, добавки для предотвращения поглощения, экранирующие наполнители LCM) или растворенных солей (галит, сильвин);
- на нефтяной основе, в виде эмульсий или непрерывной фазы;
- непроводящие синтетические буровые растворы.

От состава бурового раствора зависят его плотность, минерализация, сопротивления, радиоактивность, количество свободной воды и, соответственно, диаметр проникновения, а также толщина, состав, плотность и радиоактивность глинистой корки.

2.3.2 Влияние объема бурового раствора, окружающего прибор

Величина данного фактора зависит от диаметра скважины и его сечения (круглое или овальное), гладкости или шероховатости стенок скважины, а также от диаметра прибора и его положения, от типа прибора.

Для интерпретации некоторых методов требуется точное определение геометрии скважины вокруг измерительного прибора. Стоит отметить, что ряд приборов оборудован центрирующими устройствами для сохранения по возможности простой геометрии.

Влияние данного фактора можно скорректировать вручную с помощью палеток, разработанных сервисными компаниями для каждого типа зонда. Поправки можно вводить автоматически с помощью программного обеспечения каротажной станции либо в вычислительном центре.

Кроме этого, существуют другие палетки для коррекции на скважинные условия для зондов каротажа в процессе бурения и приборов на кабеле.

2.3.3 Влияние конструкции прибора

Если толщина пласта меньше вертикального разрешения прибора, из-за влияния вмещающих пород измерения не будут отражать истинные свойства пород. Корректировка влияния вмещающих пород ранее проводилась вручную с использованием палеток, предоставляемых сервисными компаниями.

Теперь коррекция искажений такого типа основана на показаниях акселерометра, включаемого в связку приборов. Действительно, данные акселерометра позволяют ввести поправку на вариации скорости, что обеспечивает более точную оценку толщины пласта [28].

2.4 Увязка геофизических данных и данных по керну

Поскольку анализ данных ГИС удобно проводить, расположив все кривые в одном изображении и в подходящем масштабе, используется планшет сводного комплекса ГИС. Сначала проводится увязка всех методов по глубине не зависимо от того, записаны кривые за один и тот же спуско-подъем или нет. На практике показания, соответствующие одной и той же глубине и, следовательно, одному уровню отложений или геологическому слою и отражающие один и тот же объект, но записанные разными приборами, могут оказаться на разной глубине, даже если запись проводилась приборами в одной связке зонда.

На величину невязки глубин влияют следующие факторы:

- вес зонда и блока электроники, разные у разных приборов, что зависит от характеристики прибора;
- скважинные условия, например, вертикальная или наклонно-направленная скважина, шероховатость стенок, наличие каверн, размытых мягких глин, переслаивающихся с неразмытыми твердыми породами, плотность бурового раствора и т.д.;
- при исследовании морских скважин – приливы, накат волн и даже движение полупогружной буровой платформы или бурового судна при недостаточной компенсации движения волн.

Как было отмечено выше, эти факторы, приводящие к появлению эффекта «резинки», изменение терния, залипание или даже мгновенный прихват в результате приводят к повышению натяжения кабеля, и в конечном счете натяжение кабеля варьируется от одного спуско-подъема к другому.

У разных приборов такое явление происходит на разной глубине, а поскольку геофизический кабель эластичен, толщина пласта, напротив которого прибор находится в момент залипания, будет казаться больше, чем на самом деле. Поэтому компенсация вариаций скорости является очень важным моментом.

Главная задача – увязать измерения, соответствующие границам одних и тех же геологических тел, чтобы исключить ошибки увязки показаний X на границе пласта A с показаниями Y на границе пласта B .

Увязку можно провести вручную, в интерактивном режиме или автоматически.

В ручном или интерактивном режиме метод рассматривается положением опорной границы, в качестве которой используется как глубина башмака обсадной колонны, так и положение основных геологических маркеров, дающих характерные, однозначно распознаваемые формы всех кривых. Типичными маркерами являются ангидрит, галит, уголь или даже песчаники и глины. Кроме того, степень коррелируемости или антикоррелируемости можно оценить по общему поведению кривых против серии интервалов. В пределах таких интервалов на каждой кривой отмечаются глубины точек перегиба кривой, которые затем используются для определения несоответствия глубин. По каждому методу и для каждого маркера или коррелируемой точки считываются глубины, которые затем вводятся в программу вручную или с помощью интерактивного экрана. Программа сжимает или растягивает кривые так, что разница в глубинах распределяется линейно между двумя соседними маркерами. При этом для привязки в качестве опорного метода выбирается кривая какого-то одного из методов. Чаще всего используются кривые гамма-каротажа, поскольку ГК можно записать и в обсаженной колонне [25].

Для автоматизированной обработки используются различные методы.

Автоматическая коррекция кажущейся толщины пласта от одной кривой к другой стала возможной после включения акселерометров в связку приборов, что, кроме того, позволило более легко и точно проводить увязку по глубине различных методов.

В настоящее время корреляция исходных кривых и построение сводного планшета проводятся автоматически, с помощью программного обеспечения

каротажной станции при исследованиях на суше или бортового компьютера при исследованиях на море.

Данные ГИС для наклонно-направленных скважин можно представить в истинной вертикальной глубине. Для этого требуются данные отклонения ствола (угол и азимут), которые либо вводятся с клавиатуры, либо загружаются в виде непрерывных замеров, включающих такую информацию.

Первая часть адаптации данных заключается в сопоставлении данных керна и данных каротажа скважин. Было представлено описание керна (с фотографией) и данные каротажа скважин.

Образцы керна в целевом пласте имеют почти стопроцентную представительность и не нуждаются в корректировке. Образец керна из межугольного пласта имеет коэффициент выноса 20 процентов и был скорректирован на известняк, представленный в керне.

2.5 Обзор методов интерпретации ГИС

Очень важный факт о каротажных кривых заключается в том, что все они требуют интерпретации. Одна из причин заключается в том, что показания кривой на данной глубине не представляют точного значения в данный момент, а зависят от характеристик пласта сверху и снизу вдоль скважины. Стандартный способ решения этой задачи состоит в том, чтобы разделить каротажную кривую на зоны, соответствующие геологическим формациям относительно постоянного характера, и работать со средними значениями в каждой зоне, применяя все возможные поправки. Количество интервалов, которые могут быть выбраны, ограничено количеством вычислений, которые должны быть выполнены. Полученные таким образом значения усредняются [33].

Однако обычно применяемый непрерывный подход имеет свои слабые стороны, заключающиеся в том, что общие зоны не учитываются. Взяв в

качестве примера каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), можно увидеть, что он измеряет правильные значения только в мощных слоях и достаточно далеко от границ слоя. Расчеты, основанные на $E(SP)$ вблизи границ слоя, будут неверными. Если толщина слоя достаточно тонкая, есть вероятность не получить правильных расчетов в любом месте этого слоя.

Идея, связанная с разбивкой кривой на блоки, является определением литофаций с использованием специально определенных электрофаций. Концепция электрофаций довольно похожа на попластовую интерпретацию. Однако, существует очень важное отличие. Электрофации определяются с помощью статистических методов, таких как кластеризация. Иными словами, предположение для этих методов состоит в том, что наблюдаемые каротажные измерения были бы постоянными, если бы не статистические пределы вариаций. В текущей работе используется другой подход. Во-первых, задача формулируется и решается для идеального случая, где каротажная кривая верна и не содержит ошибок. Затем алгоритм корректируется с учетом шума с помощью специально разработанных фильтров [8].

Во-первых, необходимо разделить разрез на слои с точки зрения равномерной литологии, используя ПС каротаж. В соответствии с выбранными слоями в каждом отдельном слое усредняются такие параметры коллектора, как пористость, водонасыщенность и проницаемость. На данный момент усредненные непрерывные значения данных каротажа скважин получены в каждом слое. Во-вторых, та же операция усреднения проводилась по стволу, с помощью которого рассчитывались параметры пласта. Например, это может быть акустический или нейтронный каротаж. После вышеупомянутой процедуры пористость пересчитывается, в результате чего получают параметры разбитого на блоки пласта пласта.

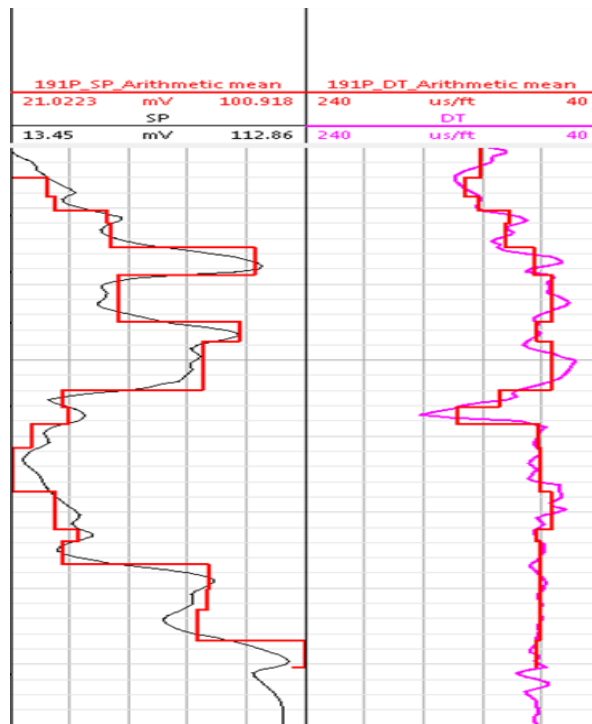


Рисунок 2.3 – Разбивка на блоки ПС и АК диаграмм

На рисунке 2.3 видно, что поплавковая разбивка является аппроксимацией изменения параметра каротажа в интервале глубины.

2.6 Построение кросс-плотов

Кросс-плоты дают графическое представление зависимости одного параметра, нанесенного по оси X, от другого, по оси Y, для отсчета на определенной глубине. Это двумерное представление данных. Кросс-плоты являются удобным средством для оценки зависимости между двумя параметрами. При этом параметры должны относиться к одному и тому же объему на одной и той же глубине.

Кроме того, на кросс-плот можно добавить третье измерение, значения третьего параметра наносятся по оси, перпендикулярной к плоскости, формируемой двумя первыми параметрами. Такое представление данных называется Z-плотом. Как правило, третья переменная на оси Z представлена либо частотами, либо средними значениями третьего параметра в числовом виде или с помощью цветовой шкалы. Если наносятся численные значения,

при наличии цветного графического плоттера или экрана можно добавить четвертое измерение с помощью цветокодирования по шкале, отражающей изменение этого параметра.

3. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

3.1 Параметры, влияющие на определение геологических запасов

Объемный метод расчета геологических запасов основан на данных геофизических характеристик объектов расчета и условий залегания нефти в них.

Уравнение, используемое для определения запасов:

$$Q_{\text{геол}} = \frac{S \times h \times K_{\text{п}} \times K_{\text{н}} \times \rho_{\text{н}}}{1000}$$

где $Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы нефти, млн тонн;

S – площадь нефтеносности, тыс. кв. м.;

h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев коллекторов), м;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д. ед.;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти (пластовые условия), т/куб. м.

Согласно приведенной формуле $S \cdot h$ – объем коллектора, $S \cdot h \cdot K_{\text{п}}$ – объем порового пространства внутри объема коллектора, $S \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}}$ – объем нефти внутри объема коллектора [14].

Параметры вышеупомянутого уравнения определяются на основе анализа данных перспективных, разведочных и эксплуатационных скважин, в том числе материалов оценки месторождения, геофизических исследований скважин, лабораторного анализа керна, физико-химического анализа нефти, а также на основе результатов гидродинамических исследований.

Для нахождения площади нефтеносности данного месторождения было использовано следующее уравнение:

$$S = \pi R^2$$

где R – радиус дренирования скважины.

Радиус дренирования является ключевым параметром оптимизации работы скважин и оценки пласта в режиме реального времени. Основным методом оценки радиуса дренирования скважины являются метод восстановления давления и последующий анализ скважинных испытаний. [32]

$$R = r_w \times \exp \frac{k \cdot h}{141.2 \times \mu \times PI \times b_o};$$

где R – радиус дренирования скважины, м;

r_w - радиус скважины, м;

k – средняя проницаемость пласта, мД;

h – толщина пласта, м;

PI – индекс продуктивности скважины, м³/сут/атм;

b_o – объемный коэффициент нефти;

μ - вязкость нефти, сПз.

3.2 Определение литологии

Первым шагом в интерпретации каротажа является литологическое расчленение разреза, поскольку пористость, и, следовательно, водонасыщенность зависит от минералогического состава породы-коллектора.

Экспресс-интерпретацию можно проводить в режиме реального времени непосредственно в процессе записи на скважине с помощью программного обеспечения каротажной станции.

Результаты экспресс-анализа литологии в любом случае требует подтверждения. Это можно сделать с помощью методов наложения кривых, а также построения кросс-плотов множественных параметров, в первую очередь

Z-плотов, позволяющих распознать тип породы, основные породообразующие минералы, тип флюидов, заполняющих поровое пространство, а также определить водонасыщенность [12].

3.3 Определение фациальных зон

Опираясь на предоставленные данные каротажа, а также дополнительную информацию о месторождении, были определены фациальные зоны.

Пласт Ю₁³ отложился в мелководной морской обстановке осадконакопления. Увеличение вверх по разрезу размера зерен песчаника свидетельствует о том, что пласт формировался во время регрессионных процессов. Поверхность пласта Ю₁² отложилась вдоль береговой линии, а вершина пласта Ю₁¹ соответствует береговой линии и песчаной отмели (Рисунок 3) [13].

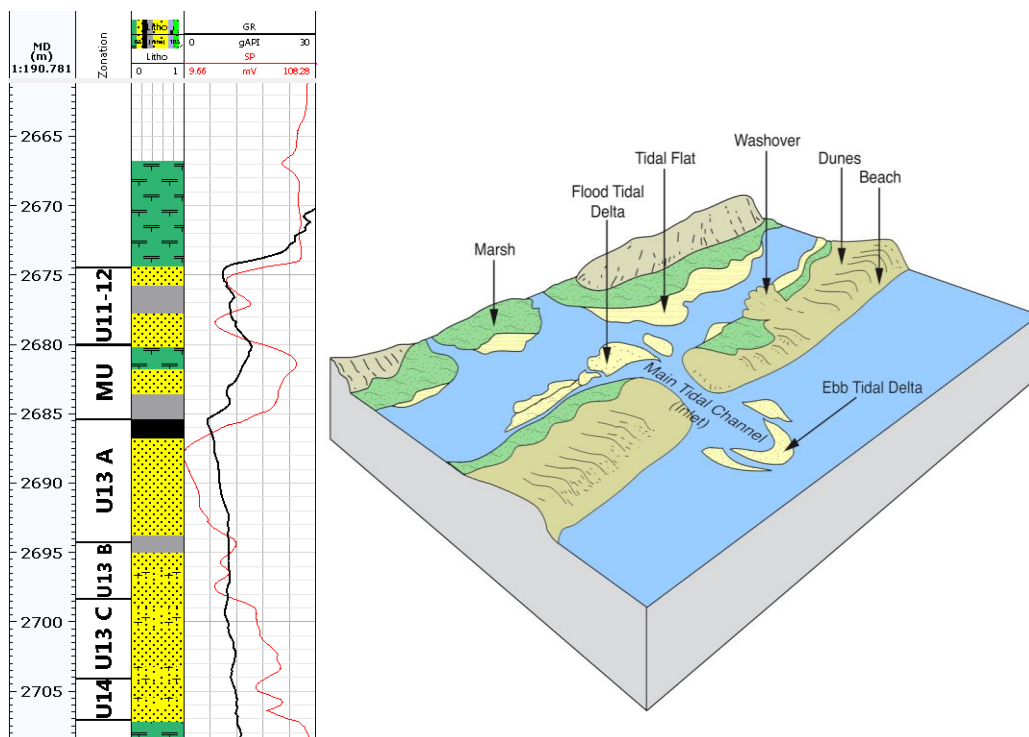


Рисунок 3.1 – Определение фациальных зон

3.4 Выделение продуктивных интервалов

Существует несколько методов определения продуктивности коллектора. Рассмотрен достаточно подробно метод с использованием электрических методов.

Как правило, первая реакция – использовать данные сопротивления. К сожалению, сопротивление само по себе не указывает на присутствие углеводородов, поскольку в ряде случаев:

- Очень высокое сопротивление имеют непористые породы (ангидрит, соль и т.д.);
- Наоборот, очень пористые нефтенасыщенные коллекторы с минерализованной пластовой водой имеют низкое удельное сопротивление;
- Коллекторы с проводящими зернами (глауконит), например, имеют не очень высокое сопротивление, даже когда они содержат углеводороды.

Интерпретация с использованием наложения кривых. Для интерпретации методов сопротивления удобно использовать логарифмическое масштабирование, что сейчас стало правилом.

При использовании логарифмической шкалы логарифм показаний метода пропорционален расстоянию от единичной линии до значения на каротажной кривой.

Если кривые макро- и микросопротивления наложить друг на друга в пределах водонасыщенных интервалов, то в пределах нефтегазонасыщенных интервалов кривые будут разделены. Этот метод известен как наложение кривых электрических методов.

Если в насыщенном углеводородами интервале и в водонасыщенном интервале свойства пластовой воды одинаковые, то есть если минерализация и, следовательно, сопротивление пластовой воды остаются постоянными, то

против коллекторов, содержащих углеводороды, сопротивление будет выше, чем против водонасыщенных интервалов [27].

3.5 Петрофизическое обоснование интерпретации ГИС

Связь между упругими свойствами и пористостью пласта определялась по корреляционной зависимости пористости и времени прохождения звуковой волны, измеренной в лабораторных условиях. Уравнение Вилли использовалось для оценки пористости с поправкой на глину:

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} - V_{sh} \varphi_{sh}$$

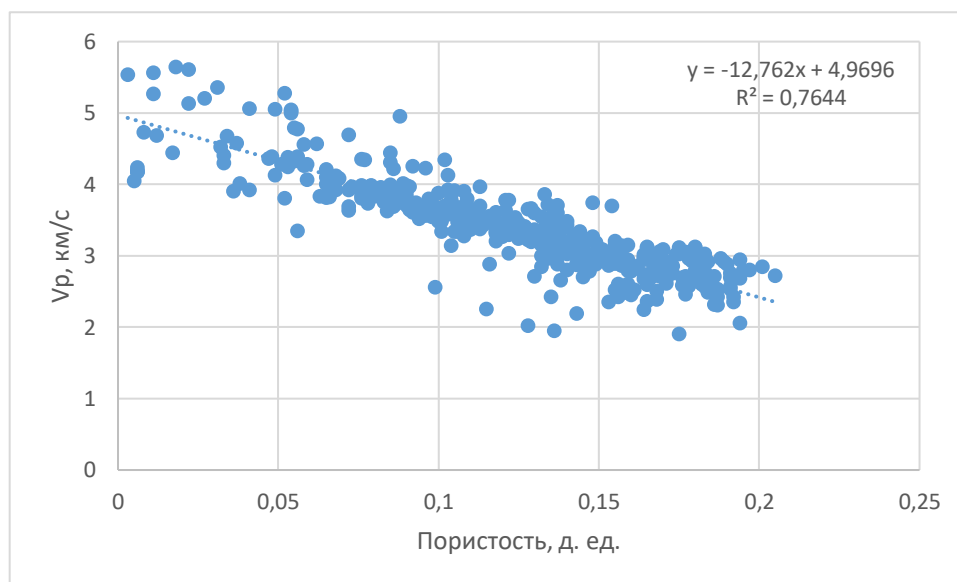


Рисунок 3.2 – Корреляционная зависимость скорости пробега упругой волны от пористости (керна) для 20 исследуемых скважин. Время прохождения волны в скелете породы составляет $(\Delta t_m) = 1000/4.9696$ (из рисунка 4) = 201 мкс/м.

Полученное значение выше, чем время прохождения в чистом песчанике ($\Delta t_m = 170$ мкс/м). Разница в значениях получилась в результате присутствия глины в песчанике. Поэтому для дальнейших вычислений следующее значение было использовано $\Delta t_m = 185.5$ мкс/м (среднее арифметическое значение между вычисленным пробегом волны и полученном из лабораторных исследований).

Еще один метод для нахождения эффективной пористости был использован:

$$\phi_{eff} = \phi_{neutron} - V_{sh} \cdot \phi_{neutron}(sh),$$

где ϕ_{eff} – эффективная пористость, д. ед.;

$\phi_{neutron}$ – нейтронная пористость, д. ед.;

V_{sh} - объем глин в пласте, проценты;

$\phi_{neutron}(sh)$ - нейтронная пористость, посчитанная в глинах.

Водонасыщенность резервуара определялась по уравнению Арчи:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t}};$$

где a , m , n – константы, зависящие от типа и свойств горной породы;

R_w – сопротивление пластовой воды, Ом*м;

R_t – истинное сопротивление горной породы, Ом*м.

Как следует из уравнения Арчи, водонасыщенность зависит от следующих факторов:

- Удельное сопротивление, поэтому используется зонд сопротивления;
- Пористость;
- Размер зерен: под действием капиллярных сил мелкие поры удерживают больше воды, чем крупные поры;
- Сортированность осадка: меньшие зерна генерируют меньшие поры;
- Проницаемость;
- Коэффициент извилистости или показатель сцементированности m ;
- Показатель насыщенности n или, более точно смачиваемость;
- Показатель a ;

– Характер насыщения: газ (как правило, водонасыщенность в газонасыщенных коллекторах меньше водонасыщенности в нефтенасыщенных коллекторах; это связано с более низкой вязкостью газа по сравнению с водой или нефтью, которые могут проникать в очень маленькие поры и вытеснять седиментационную воду), нефть, битум или смесь флюидов.

Поскольку учесть сразу все параметры трудно, некоторые исследователи предложили модифицировать исходное уравнение Арчи, в частности с целью коррекции на влияние глин. Таким образом, сделана попытка более точно оценить водонасыщенность.

Константы определены по петрофизическим данным: RI – индекс удельного сопротивления, FF – пластовый коэффициент. Корреляционно-регрессионный анализ зависимостей $RI = f(S_w)$ и $FF = f(\varphi_{core})$ позволяет оценить эти константы:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = a \varphi^{-m};$$

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n};$$

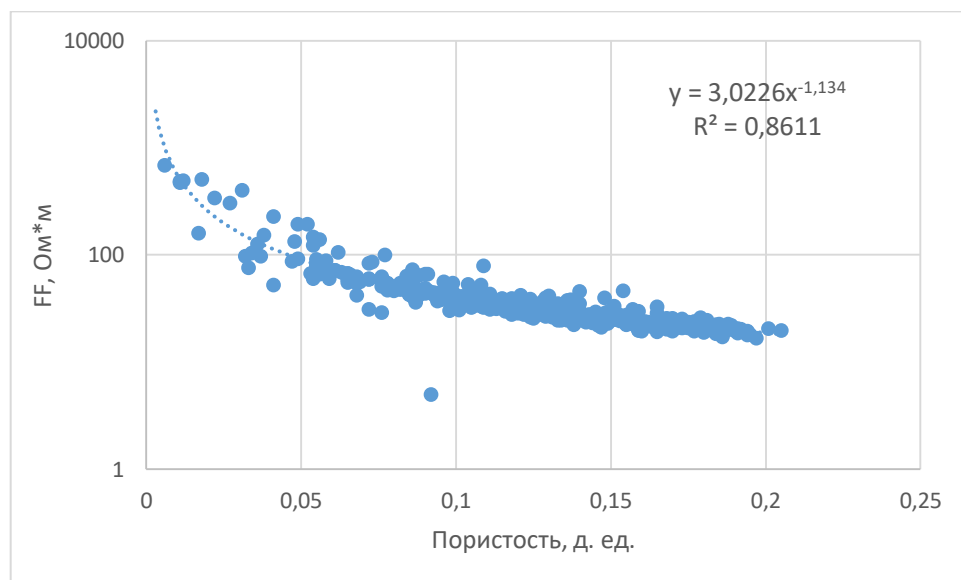


Рисунок 3.3 – Зависимость пластового коэффициента от пористости ($a = 3.02$, $n = 1.134$) для 20 исследуемых скважин

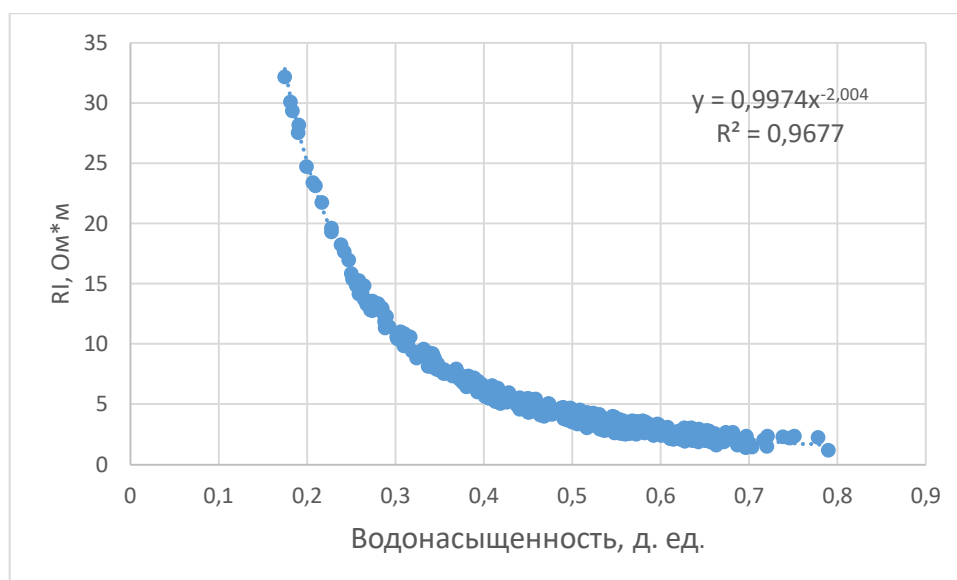


Рисунок 3.4 – Зависимость удельного сопротивления от водонасыщенности ($n=2.004$) для 20 исследуемых скважин

Поскольку эмпирическая константа «а» значительно превышает обычное значение, было решено рассчитать водонасыщенность с помощью уравнения зависимости пористость – водонасыщенность.

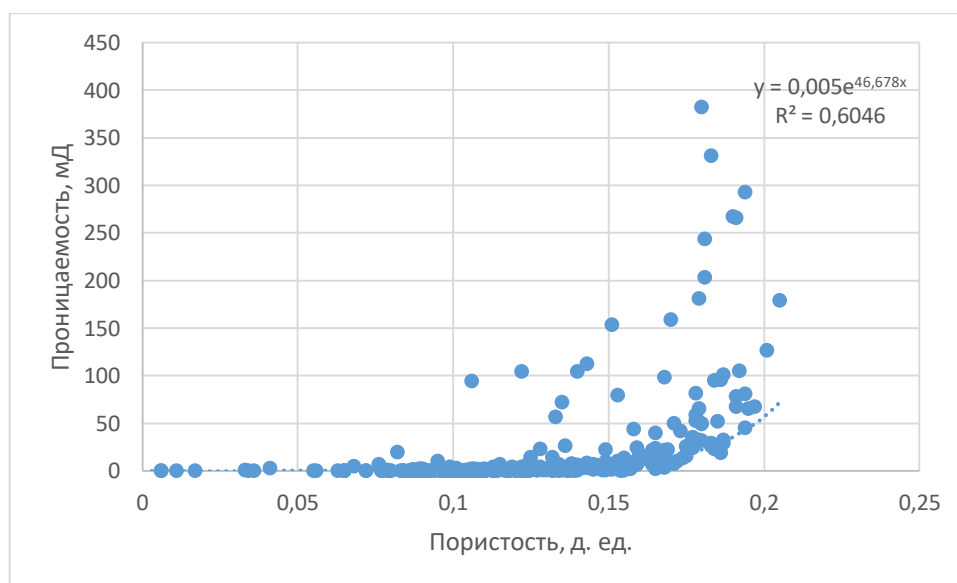


Рисунок 3.5 – Зависимость пористости от проницаемости для 20 скважин

К сожалению, породы-коллекторы зачастую содержат глины или глинистые пласты. Как известно, распространение глин по всему поровому пространству влияет на проницаемость, пористость, и, кроме того, за счет своих электрических свойств глины влияют на замеры сопротивления. В

результате присутствие глин в значительной степени влияет на определение насыщенности. Кроме того, степень влияния зависит от типа распределения глин или глинистых пород в внутри пласта коллектора.

Интерпретаторы каротажа различают три типа распределения глин. Тип распределения влияет на удельное сопротивление, потенциал самопроизвольной поляризации и акустическую скорость, а также проницаемость и насыщенность.

Следовательно, определение типа распределения глин или глинистых пород по данным каротажа является важной составляющей [11].

3.5.1 Определение сопротивления пластовой воды

Очевидно, что для определения водонасыщенности требуется знать сопротивление пластовой воды (R_w). Для этого существует несколько методов, и, в самом деле, следует использовать их комбинацию для получения надежного результата.

Расчет по данным ПС используется только в том случае если кривая ПС не искажена помехами или влиянием биметаллизма. Процедура расчета сопротивления пластовой воды заключается в следующем:

- Определяется линия глин – по кривым ПС, при необходимости в комплексе с кривыми гамма-каротажа, тория, нейтронного, плотностного и каверномера, что позволяет повысить надежность выделения глин в разрезе;
- Определяется максимальная амплитуда кривой (SSP) против чистых мощных пластов;
- С помощью палеток вводится поправка на малую толщину пласта, зону проникновения и контраст сопротивления;
- Определяется температура на глубине, соответствующей считываемому значению SSP;
- Рассчитывается значение R_{mf} при полученной температуре;

- В зависимости от величины SSP и температуры с помощью палетки определяется отношение $(R_{mf})_e/(R_w)_e$;
- С помощью палетки находится соответствующее значение R_w .
-

3.6 Оценка ФЕС продуктивного пласта (Ю_1^3)

Интерпретация литологии основана на анализе каротажных кривых (ПС, ГК, инклинометрии, акустических и нейтронных каротажей). Объем глин оценивался по следующим моделям: ПС, Ларионов, Клавье, Штейбер. Проницаемость и водонасыщенность рассчитывались с использованием корреляционных зависимостей для каждого параметра коллектора.

Следующим шагом являлось определение эффективной пористости пласта. Пористость пласта определялась по акустическому каротажу, нейтронному каротажу и SP-картоажу с поправкой на глинистость. Для большинства из 20 скважин акустический картоаж был основой для определения пористости.

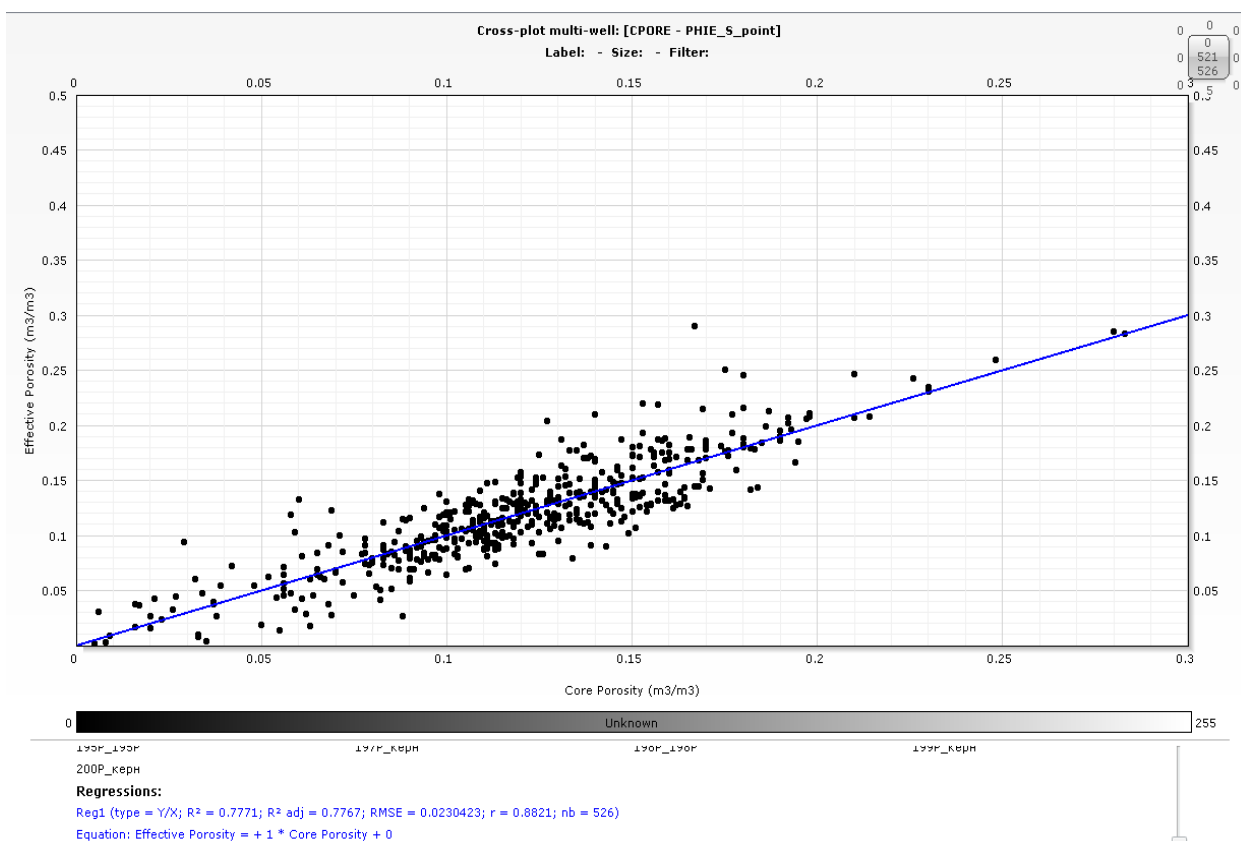


Рисунок 3.6 – Корреляционная зависимость пористости по керну от пористости из каротажей для всех скважин

Для дальнейших расчетов принимается пористость пласта, полученная в результате каротажа скважин.

Водонасыщенность пласта определялась с помощью уравнения, полученного из корреляции между водонасыщенностью керна и пористостью керна.

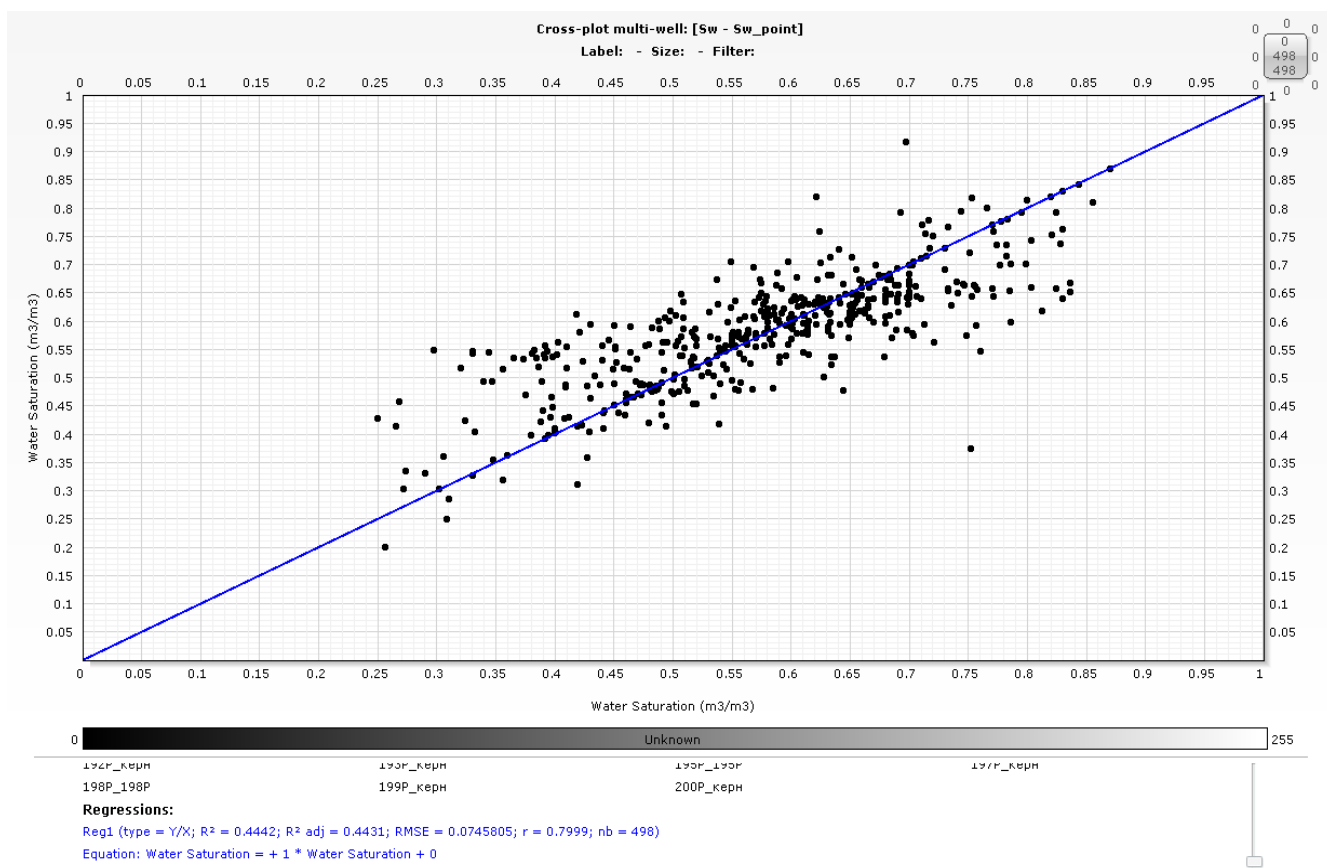


Рисунок 3.7 – Корреляционная зависимость водонасыщенности по керну от водонасыщенности, найденной из каротажных диаграмм для всех скважин

Высокое значение коэффициента корреляции свидетельствует о том, что применима адаптация керновых данных и каротажных диаграмм.

Прямые методы определения абсолютной проницаемости при оценке пласта отсутствуют. Важно отметить, что прогнозирование проницаемости достигается с использованием различных корреляционных зависимостей. Типичной корреляционной зависимостью является нелинейная функция проницаемости от пористости.

Этот метод считается классическим. Тем не менее, наличие различных фаций может привести к неверному прогнозированию проницаемости. Важным моментом является то, что основные данные проницаемости могут быть недостаточны для определения корреляционной зависимости. Кроме

того, существуют эмпирические корреляции для прогнозирования проницаемости, такие как уравнение Тиксье, уравнение Тимура, уравнение Коутса-Дюманоира и уравнение Коутса. Данные проницаемости по керну и полученная проницаемость из каротажных диаграмм имеют плохой коэффициент корреляции из-за недостатка керновых данных [20].

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

4.1 Усреднение фильтрационно-емкостных параметров пласта

Для усреднения параметров пласта было использовано программное обеспечение Schlumberger Techlog. В каждом слое рассчитывались средние арифметические параметры с использованием опции "статистика". Каждый выделенный слой имеет свое собственное значение и не изменяется вдоль интервального расстояния. Результаты усреднения приведены на рисунке 14.

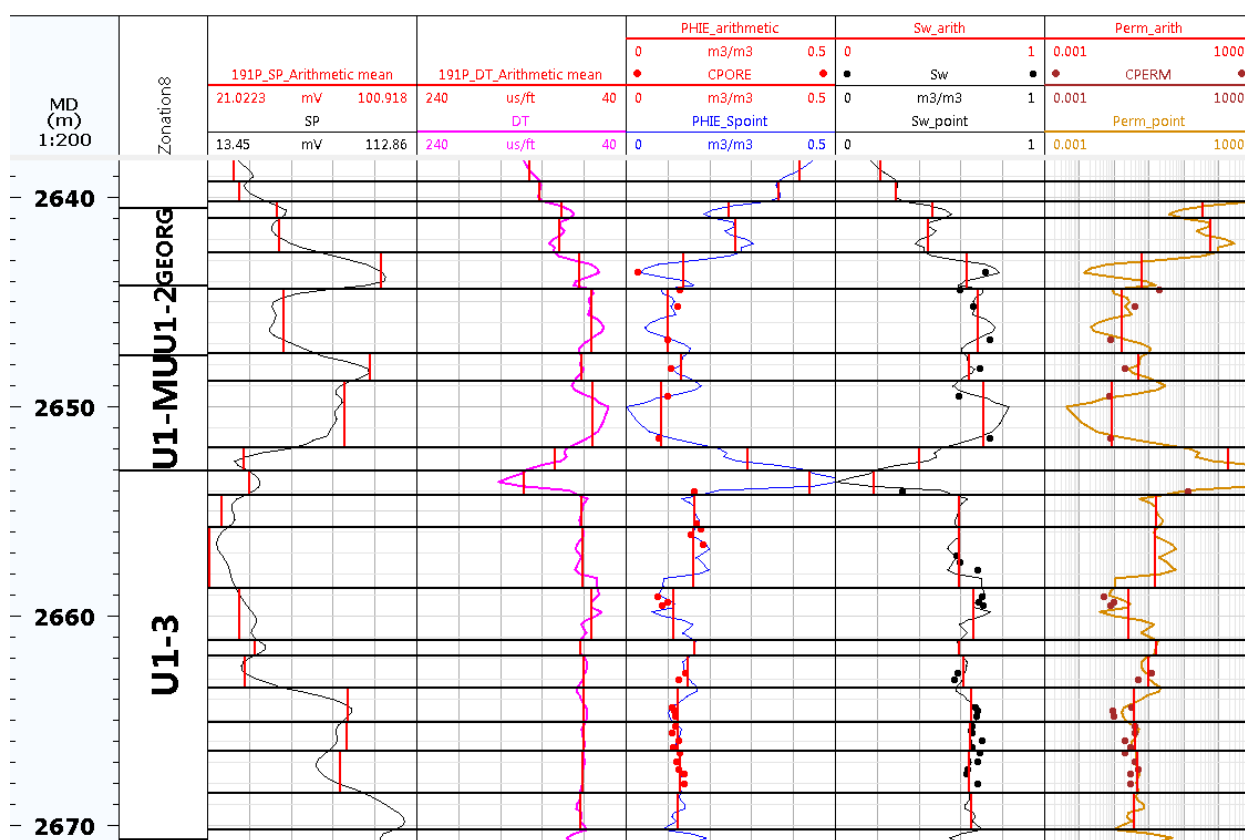


Рисунок 4.1 – Усредненные каротажные кривые по выделенным зонам

4.2 Поинтервальная разбивка на блоки

Теперь доступны усредненные параметры коллектора. Дальнейшее блокирование проводилось с использованием усредненного каротажа, по которому вычислялась пористость, например нейтронного или акустического.

После этого разбитую на блоки пористость рассчитывали по ранее полученному уравнению, по которому рассчитывали поточечную пористость. Последний этап - расчет водонасыщенности и проницаемости по корреляционным уравнениям [24].

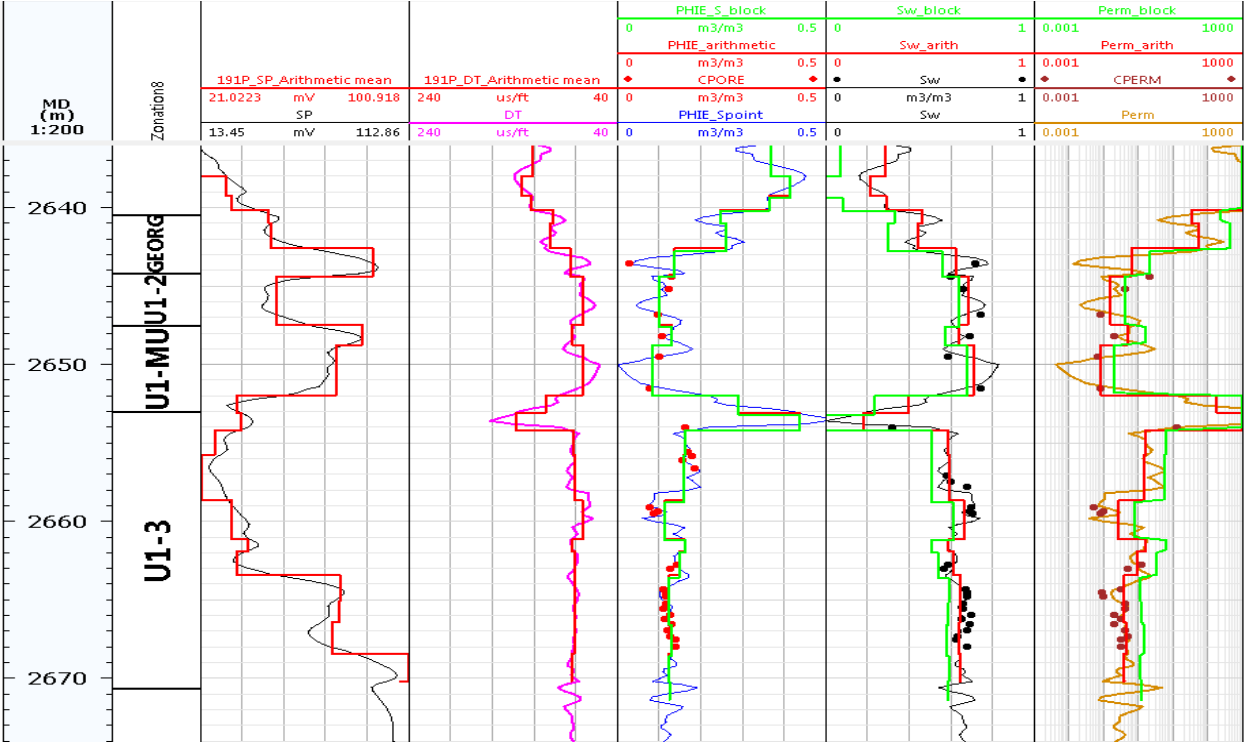


Рисунок 4.2 - Попластовые и усредненные каротажи для скважины 191.

Красная кривая – поплавовая интерпретация, зеленая линия – поточечный усредненный каротаж.

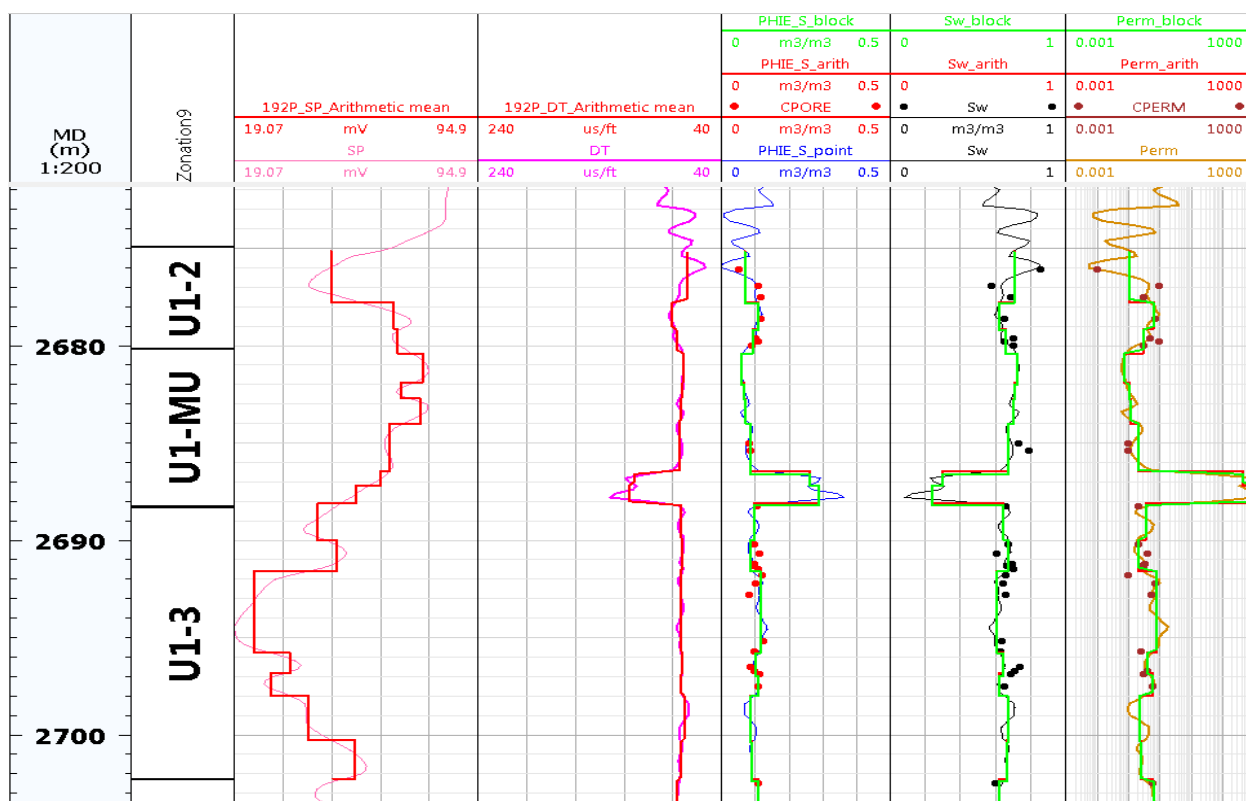


Рисунок 4.3 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 192.

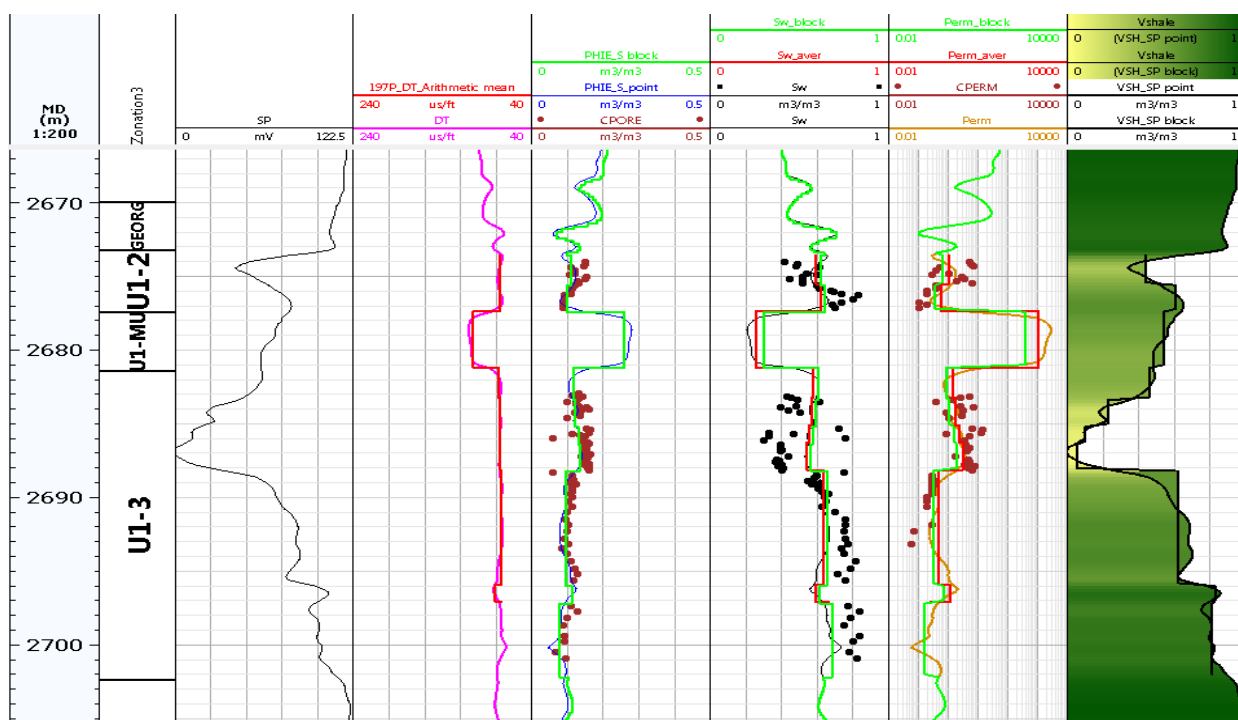


Рисунок 4.4 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 197.

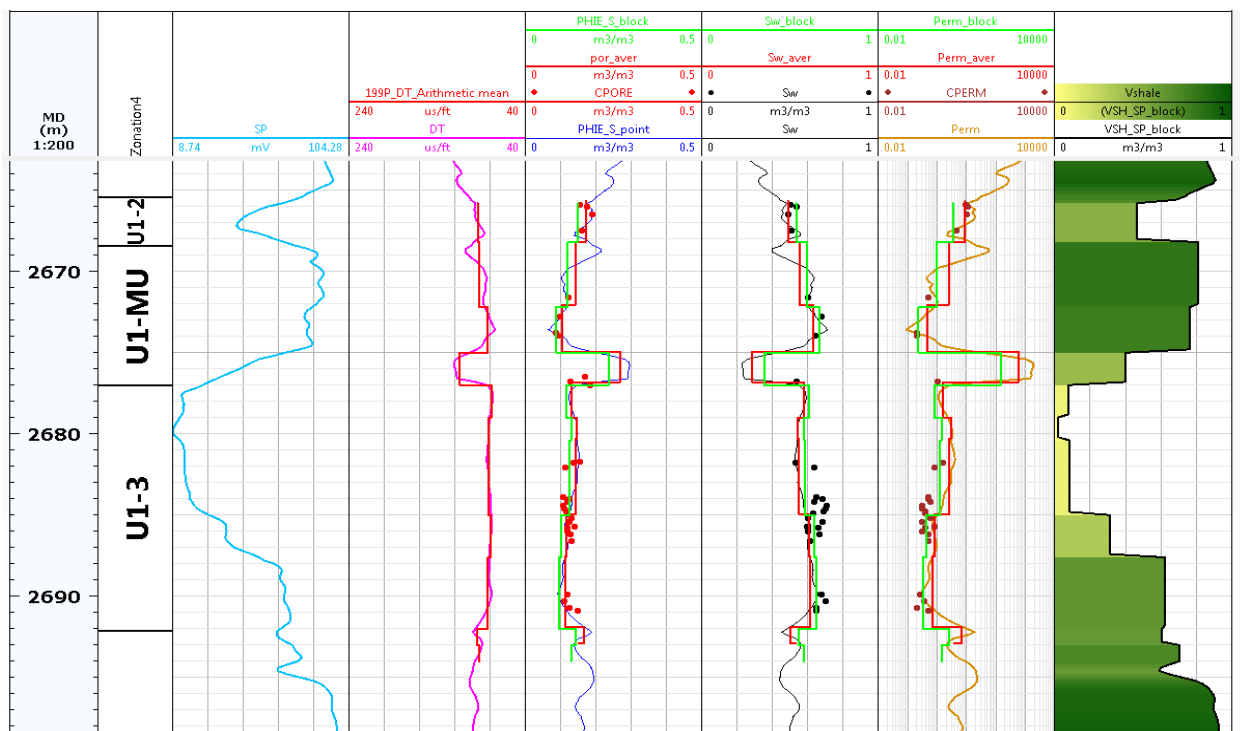


Рисунок 4.5 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 199.

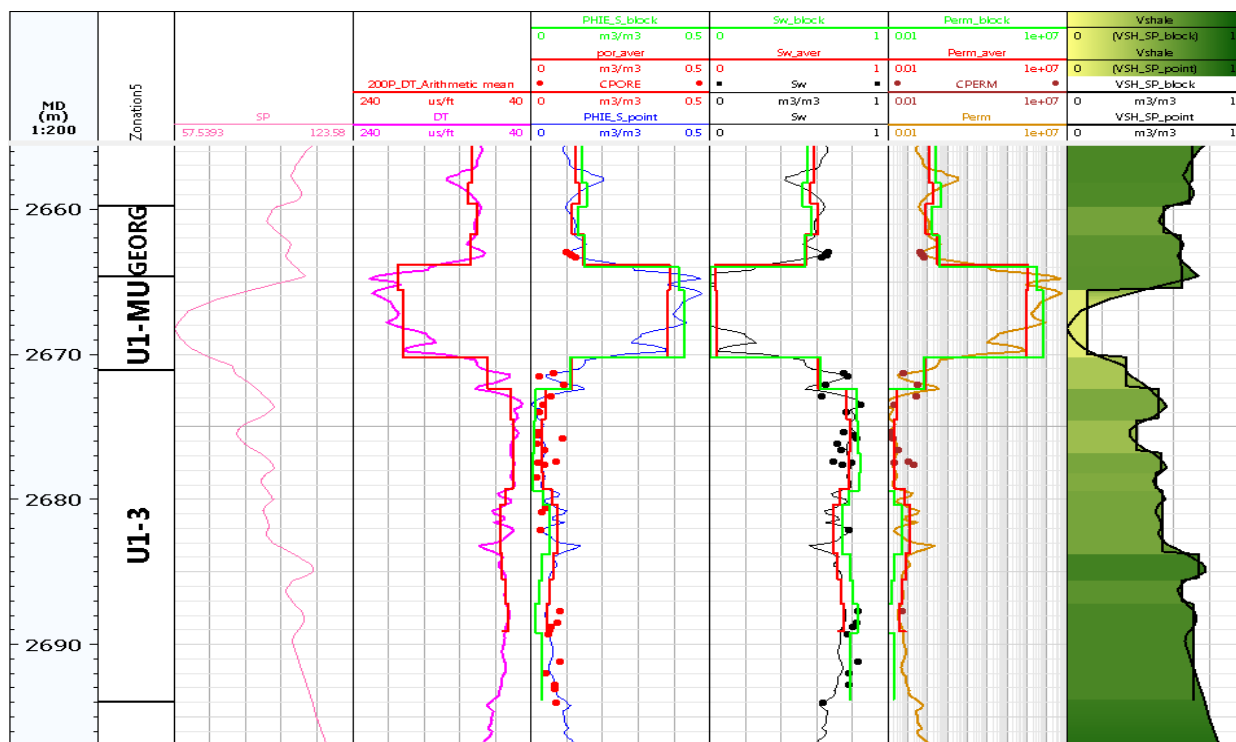


Рисунок 4.6 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 200.

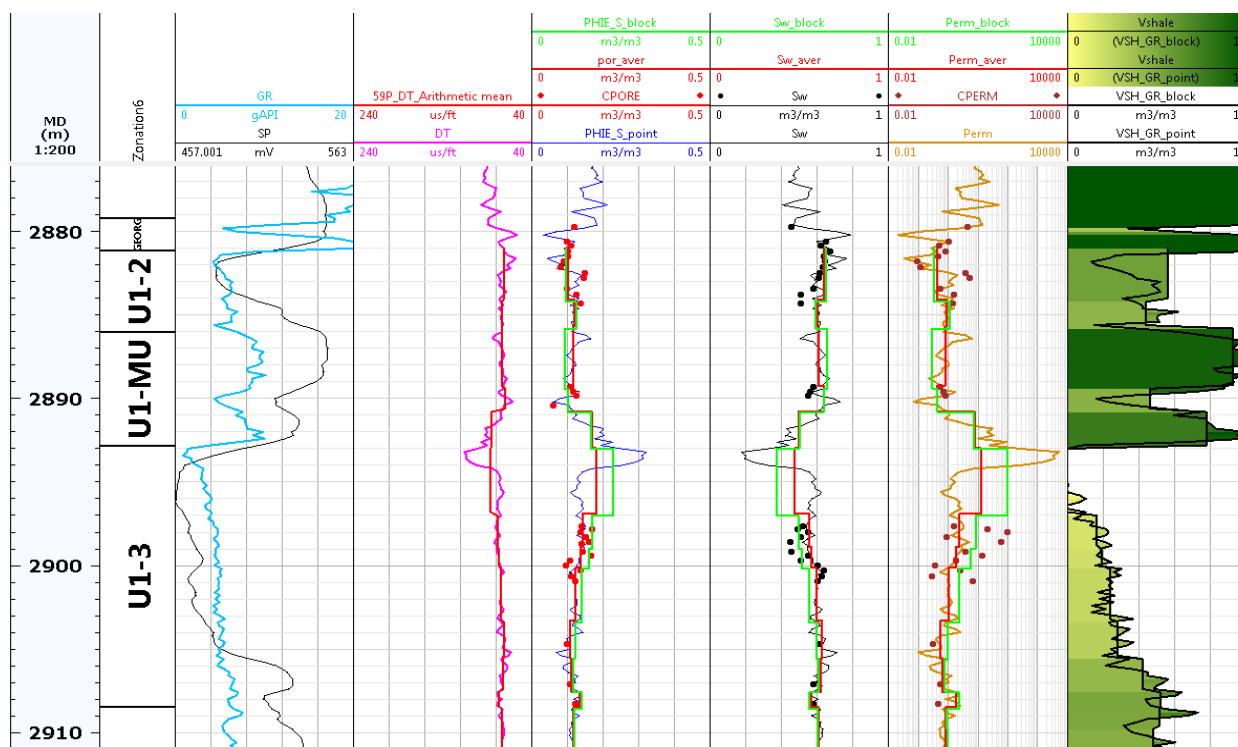


Рисунок 4.7 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 59.

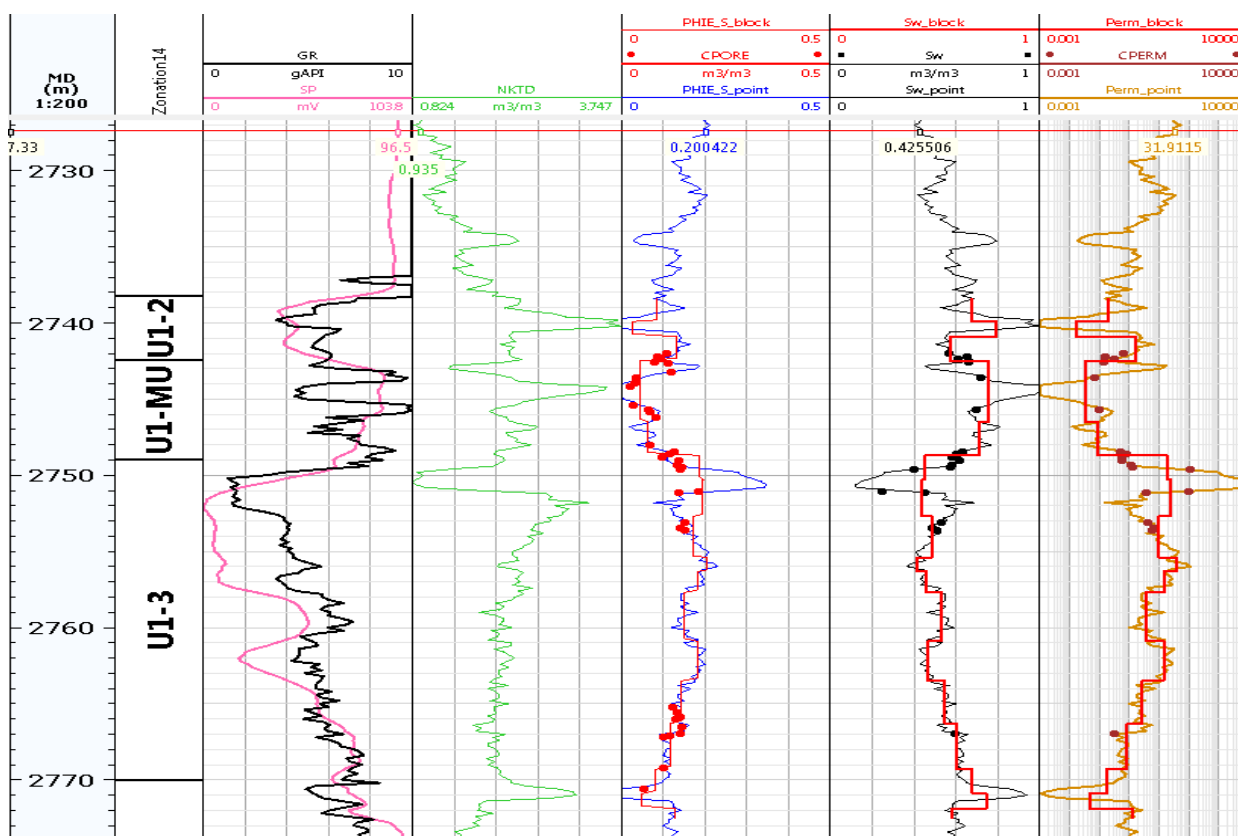


Рисунок 4.8 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 188.

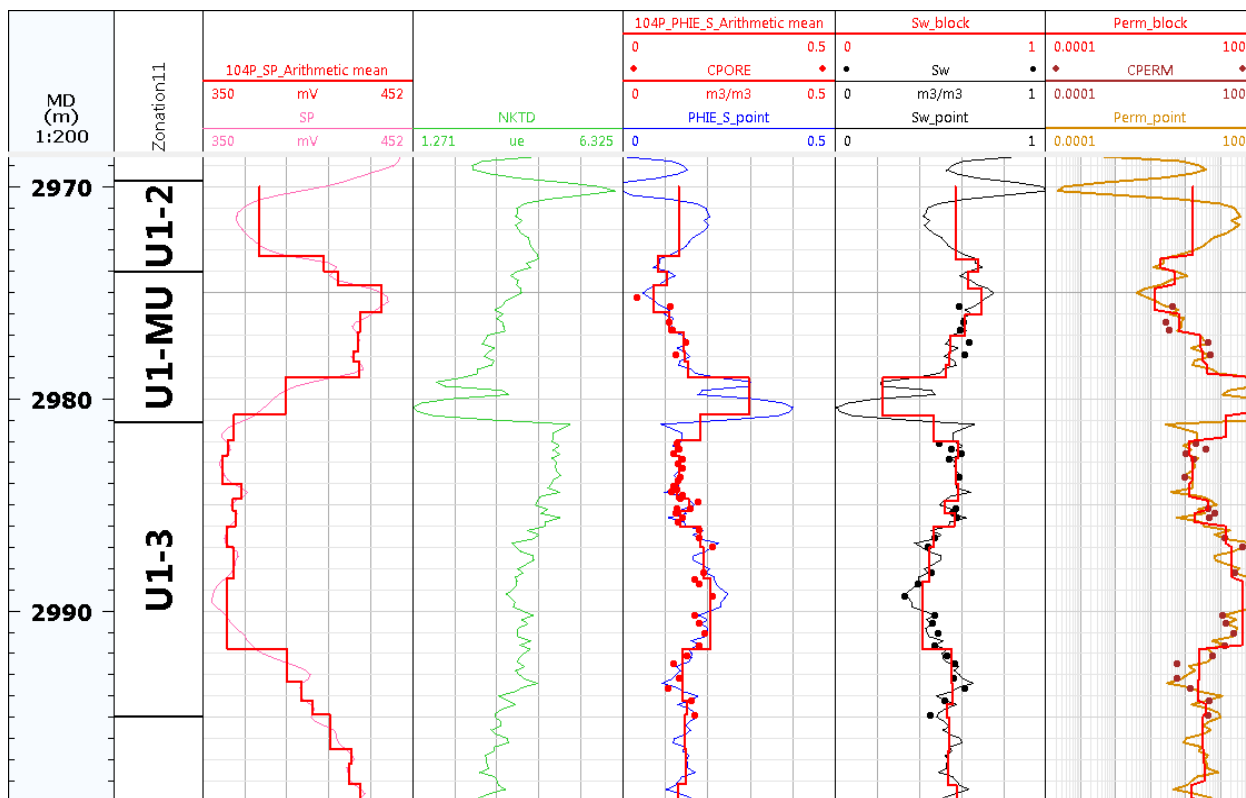


Рисунок 4.9 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 104.

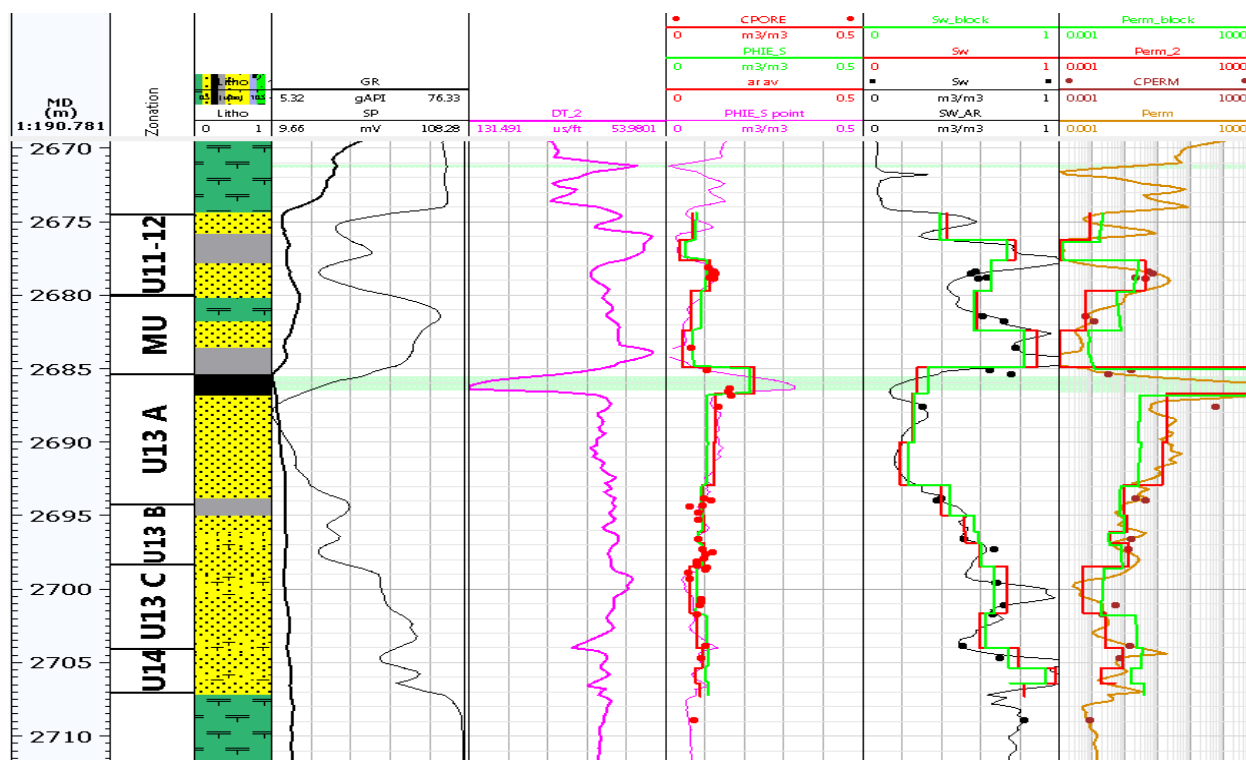


Рисунок 4.10 - Петрофизический планшет с результатами интерпретации опорной скважины 190.

На рис. 4.1 показано, что поточечный и попластовый подходы имеют различные значения параметров коллектора. Эта разница будет влиять на значение геологических запасов и возникновение ошибок [25].

Такие же работы проведены и на других 19 скважинах, а результаты приведены в приложении.

Кросс-плоты, представленные ниже, показывают качество адаптации попластовой интерпретации и керновых данных для всех исходных скважин.

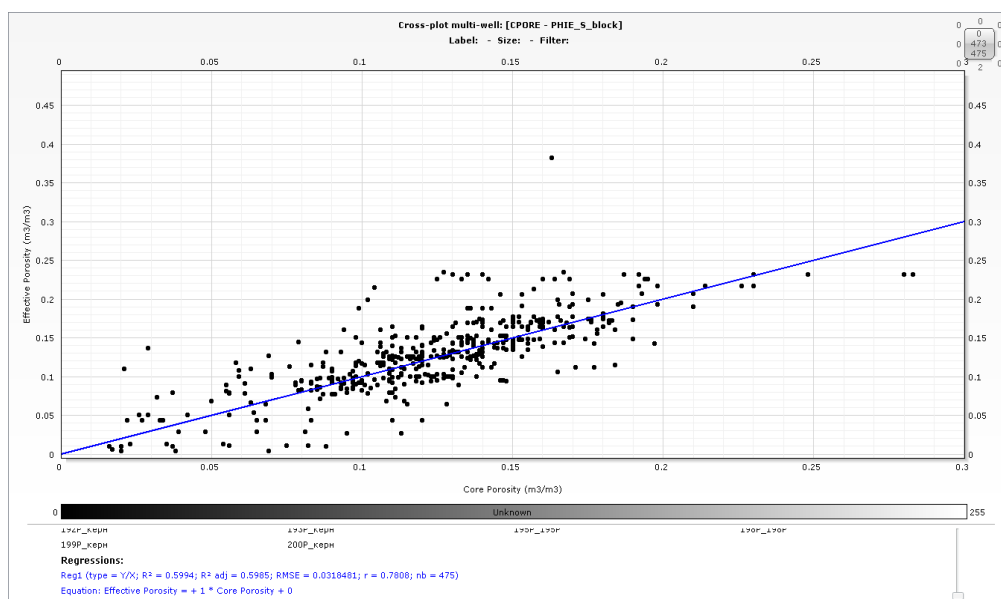


Рисунок 4.11 – Корреляция между попластовой пористостью из каротажей и попластовой пористостью по керну для 20 скважин

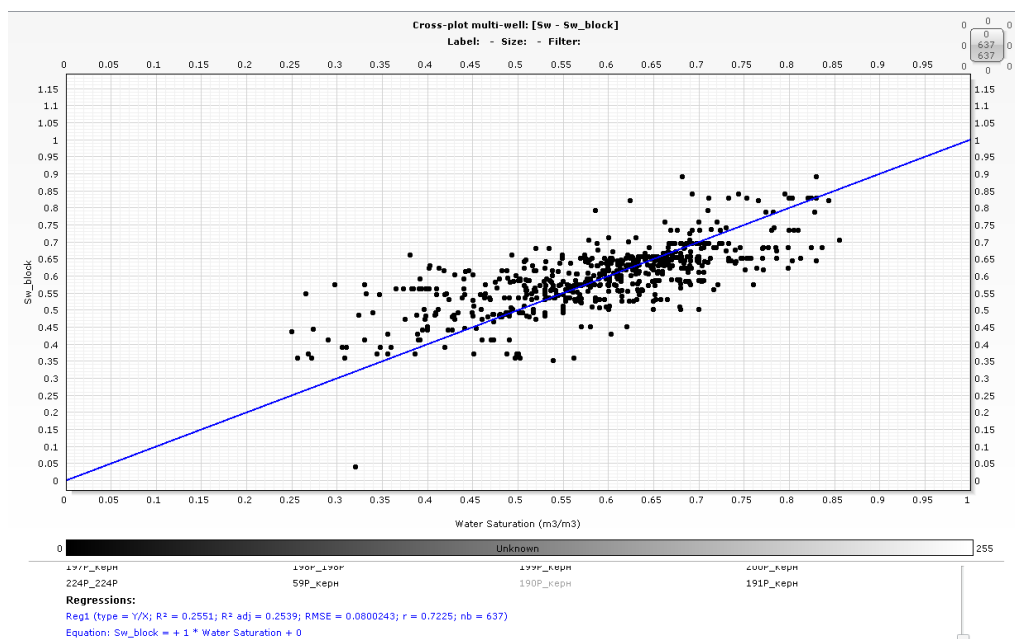


Рисунок 4.12 – Корреляция между попластовой водонасыщенностью из каротажей и попластовой водонасыщенностью по керну для 20 скважин

По сравнению с поточечной интерпретацией попластовая интерпретация имеет меньшую сходимость. Это указывает на то, что попластовый подход имеет более низкое качество адаптации.

4.1 Определение критериев отсечения

Наконец, были определены критерии отсечения для нефтеносного интервала пласта. Эти критерии отсечения применялись в отношении объема глин в пласте, величины пористости, проницаемости и водонасыщенности.

Критическое значение глин оценивалось с помощью пересечения линий на гистограмме для коллектора и неколлектора, представленной на рисунке 10.

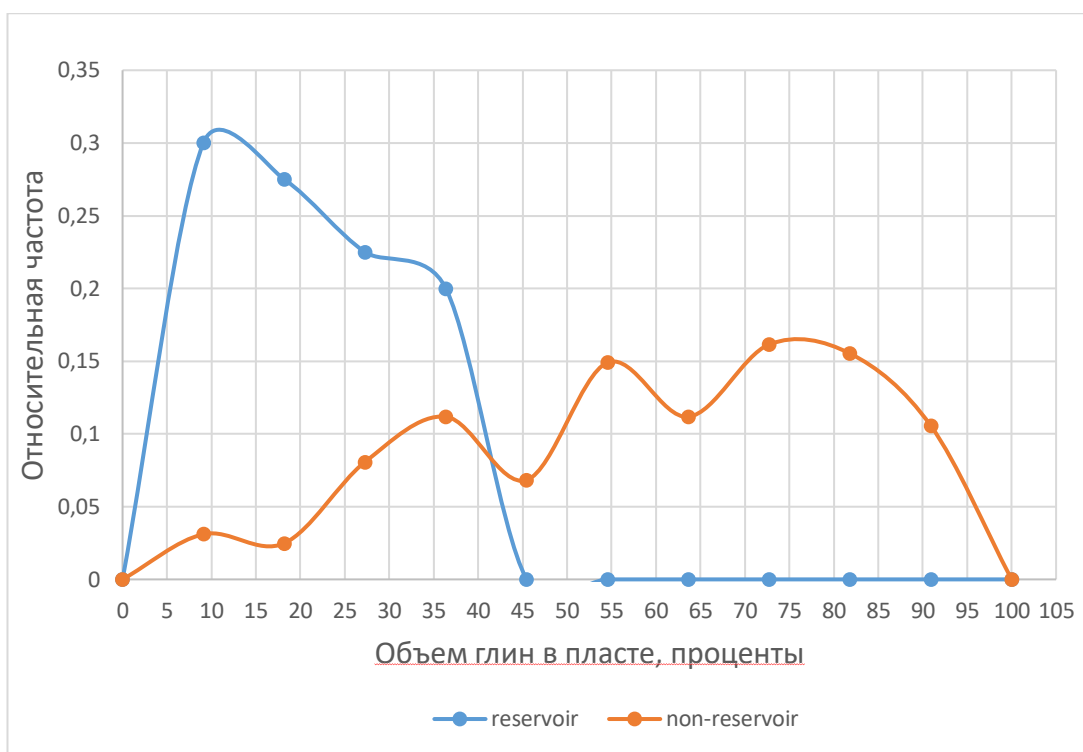


Рисунок 4.13 – Критерий отсечения по глинистости - 0.43

Критическая водонасыщенность оценивалась по данным относительной фазовой проницаемости. Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости и критической водонасыщенности (0.98) дает значение критерия отсечения для насыщения водой 0.74.

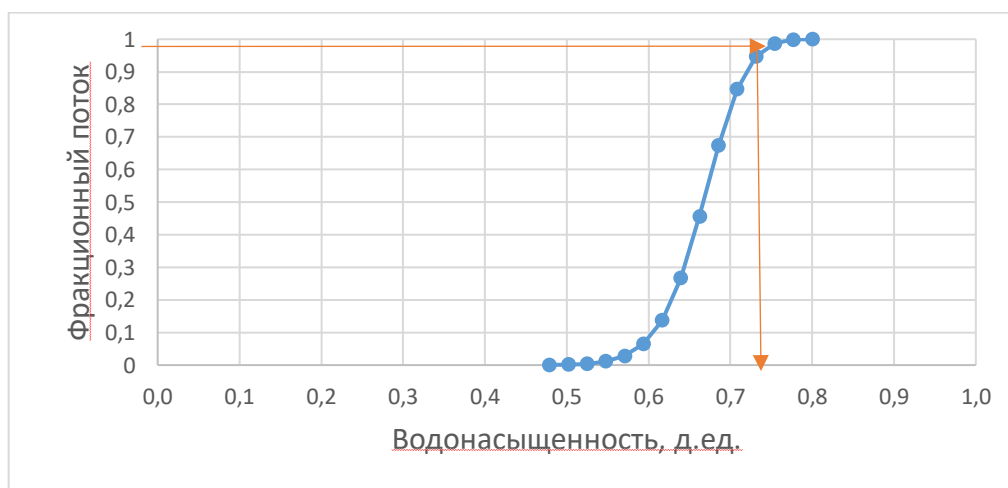
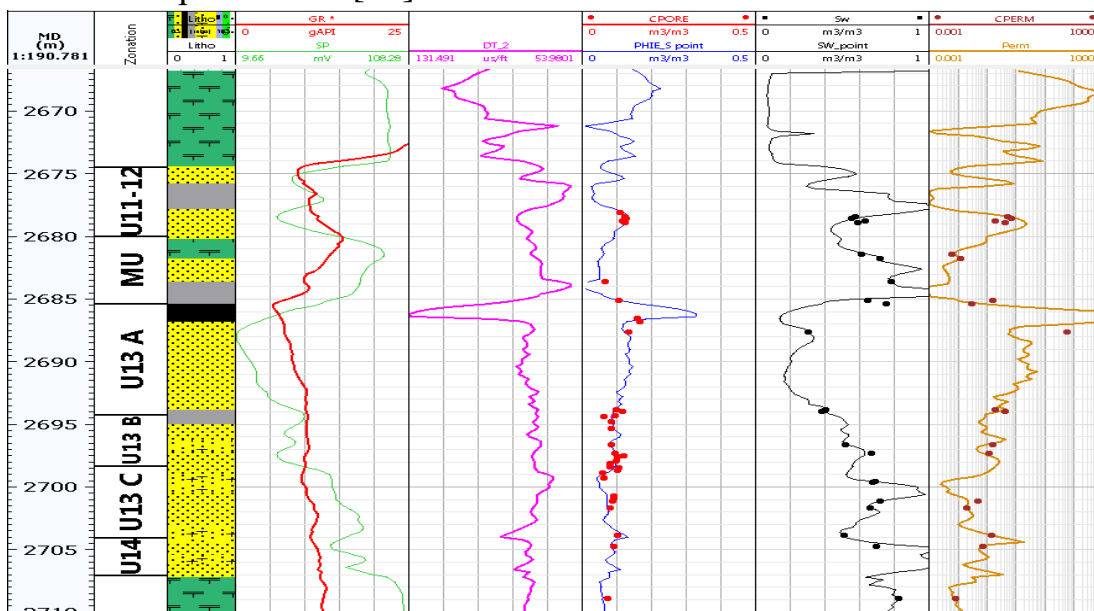


Рисунок 4.14 – Критерий отсечения по водонасыщенности

Критерии отсечения для проницаемости рассчитывались с использованием соотношения динамической пористости и проницаемости.



4.3 Геологические запасы, полученные по разным методикам интерпретации ГИС

Наиболее распространенным способом расчета запасов является объемный метод. Поэтому данный способ будет основным в работе. Рассчитываются запасы по следующей формуле:

$$Q_{\text{геол}} = \frac{S \times h \times K_{\text{п}} \times K_{\text{н}} \times \rho_{\text{н}}}{1000}$$

Площадь нефтеносности (S) контролируется внешним контуром нефтеносности и границами распространения проницаемых прослоев.

$$S = \pi R^2,$$

где R – радиус дренирования.

$$R(\text{drainage}) = r_w \times \exp \frac{k \cdot h}{141.2 \times \mu \times PI \times b_o};$$

Таблица 4.1 – Входные и выходные данные для нахождения радиуса дренирования [21].

Входные данные	Источник данных	Выходные данные
PI	ГДИС	Радиус дренирования
k	Петрофизика	
h	Каротажные кривые	
Bo	Физико-химический анализ нефти	
μ		

Коэффициент пористости (K_п) находится как средневзвешенное значение кривых рассчитанной пористости, которая предварительно была разделена на блоки.

$$K_{\text{п}} = \frac{\sum h \cdot \phi}{\sum h};$$

Коэффициент нефтенасыщенности (K_n) рассчитывается также как средневзвешенное значение, но только по нефтенасыщенности.

$$K_n = \frac{\sum h * \phi * S_n}{\sum h * \phi};$$

Плотность нефти (ρ_n) – определяют в пластовых условиях в лабораториях с помощью ступенчатого разгазирования.

Эффективная нефтенасыщенная толщина (h) - определяется на основании данных кернового анализа (только при 100% выносе), электрического и радиоактивного каротажа, а также с помощью данных ГДИС. На практике для выделения коллектора используется совокупность качественных (прямых и косвенных) признаков. Прямые качественные характеристики являются наиболее надежным способом различения пласта. Они основаны на пластовой подвижности флюидов. Эти особенности включают в себя:

- радиальный градиент удельного сопротивления по зонам с различной глубиной исследования;
- изменяет действие скважинных методов каротажа, выполняемых с использованием специальных методик и регистрирующих активацию или дезактивацию зоны проникновения.

Для получения средневзвешенного значения необходимо выделить нефтенасыщенную продуктивную зону и в каждом слое подсчитать величину попластовой и поточечной пористости и водонасыщенности [10]. Такая операция проведена на 20 скважинах месторождения и пример расчетов приведен в таблице 4.2 для скважины номер 59:

Таблица 4.2 - Сводная таблица расчета средневзвешенного значения для скважины 59.

Ø попл	Ø поточ	Sw_попл	Sw_поточ	h, м	So_попл	So_поточ
0,1	0,095	0,631	0,637	1,15	0,363	0,363
0,117	0,13	0,6	0,59	0,95	0,41	0,41
0,226	0,18	0,37	0,47	1,36	0,53	0,53
0,17	0,15	0,55	0,504	1,08	0,496	0,496
0,16	0,135	0,511	0,564	1,27	0,436	0,436
0,139	0,12	0,554	0,594	0,87	0,406	0,406
0,119	0,106	0,596	0,624	1,48	0,376	0,376
0,114	0,109	0,607	0,618	1,1	0,382	0,382
Кп попласт	Кп поточечн			Общая h	Кн попл	Кн поточеч
0,145	0,128			9,26	0,441	0,438

Теперь все параметры уравнения геологических запасов доступны, и поэтому можно вычислить значение запасов. С помощью объемного метода были получены запасы. Результаты представлены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Сводная таблица результатов фильтрационно-емкостных параметров и подсчета геологических запасов объемным методом.

Скважина	Кп попл	Кп поточ	Кн попл	Кп поточ	Q поточ, тонн	Q попл, тонн	deltaQ, тонн
59	0,144	0,128	0,442	0,438	471312,8	535069,1	63756,3
102	0,169	0,177	0,455	0,478	97579,7	88686,3	-8893,4
104	0,161	0,156	0,512	0,503	104119,2	109379,0	5259,8
156	0,121	0,148	0,561	0,573	139295,7	111498,6	-27797,0
187	0,127	0,123	0,453	0,416	87565,9	98455,2	10889,3
188	0,121	0,119	0,473	0,446	699281,8	754079,2	54797,3
190	0,091	0,095	0,438	0,551	245661,5	187058,5	-58603,0
191	0,147	0,148	0,471	0,39	370520,6	444451,4	73930,8
192	0,105	0,096	0,465	0,374	652417,9	887207,7	234789,8
193	0,138	0,155	0,508	0,496	1905313,5	1737384,2	-167929,3
194	0,151	0,147	0,455	0,463	115705,4	116800,2	1094,8
195	0,153	0,15	0,457	0,434	1951448,3	2095963,3	144515,1
196	0,155	0,153	0,473	0,483	310387,9	307935,0	-2452,9
197	0,116	0,111	0,373	0,387	579445,1	583640,1	4195,1
198	0,139	0,143	0,463	0,481	201045,9	188109,1	-12936,8
199	0,119	0,101	0,355	0,383	127453,6	139189,7	11736,2
200	0,039	0,045	0,221	0,197	1674,6	1628,2	-46,5
224	0,104	0,109	0,383	0,366	47281,5	47208,0	-73,5
225	0,108	0,105	0,354	0,358	261557,6	266024,7	4467,1
226	0,138	0,135	0,451	0,436	79680,7	84253,6	4572,9
				Σ	8448749,0	8784021,2	335272,1

Имеются различия в значениях оценки геологических запасов при использовании двух подходов и составляют 335 тыс. тонн. Ошибка достаточно мала, чтобы считать попластовый подход приемлемым [22].

$$\partial = \frac{Q_{block} - Q_{point}}{Q_{block}} * 100 = 335272.1 / 8784021.2 * 100 = 3.8\%$$

4.4 Предложения по дальнейшей работе

Объемный метод определения геологических запасов является общим и не учитывает статистическое распределение данных. Отсюда следует, что будет интересно сравнить точность оценки геологических запасов в программном обеспечении, например, Petrel или Roxar, используя два подхода: попластовый и поточечный.

Также в дальнейшем планируется произвести оценку влияния неопределенностей на величину геологических запасов и фильтрационно-ёмкостные параметры и их влияние на экономическую составляющую.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Сравнение точности расчётов поточечного и попластового режимов вычисления подсчётных параметров. Оценка влияния критериев отсечения на петрофизическую модель. В настоящее время существует два подхода вычисления фильтрационно-ёмкостных параметров. Это поточечный и попластовый методы. Они различаются подходом к оценке и обоснованию фильтрационно-ёмкостных свойств, которые в дальнейшем непосредственно влияют на величину прогнозируемых запасов и коэффициента извлечения нефти.

При небольших различиях в результатах оценки двух подходов к интерпретации ГИС можно будет с уверенностью использовать попластовый метод определения фильтрационных параметров, поскольку он требует меньше выходных данных. Более того, поинтервальная интерпретация традиционно используется во многих российских программных пакетах интерпретации. Оценка геофизических параметров и ФЕС выполняется для относительно однородных интервалов разреза, толщиной обычно от 0.4 до 4 м.

В настоящее время возможность реализации любого проекта в основном зависит не от его технической сущности, а от экономической эффективности и привлекательности, коммерческого потенциала и ресурсоэффективности. Именно такой вектор развития имеет сегодняшняя промышленность, что и задает суть научно-технических исследований, направляя их в сферу повышения эффективности работы, увеличения сроков эксплуатации, повышения ремонтпригодности и упрощения обслуживания.

Целью данного раздела является оценка проводимого исследования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5.1 Планирование этапов и работ по выполнению магистерской диссертации

Для выполнения научных исследований была сформирована рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент-магистрант. План выполненных работ представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – План выполнения работ по датам

Этап	Дата	Задачи	Необходимые информационные и компьютерные ресурсы
1	27.06.2020-08.07.2020	Анализ исходных данных и разработок, планирование структуры проекта.	SPE статьи, Журналы ВАК, Библиотека и сеть интернет
2	09.07.2020-19.07.2020	Написание теоретической части проекта, а именно следующих разделов: аннотация, цели и задачи, введение и обзор литературы, обзор данных, используемых методов и рабочий процесс. Подготовка презентации для теоретической части проекта.	MS Office
3	20.07.2020-30.07.2020	Написание практической части проекта, а именно следующих разделов: результаты, обсуждение, выводы, предложения по дальнейшей	Schlumberger Techlog, MS Office, SPE статьи

		работе. Подготовка полной презентации проекта.	
4	31.07.2020-10.08.2020	Работа над замечаниями, полученными в ходе промежуточных предзащит. Подготовка и представление окончательной версии дипломной работы, резюме доклада, презентации и статьи SPE.	TechLog 2012.1 Schlumberger, MS Office

5.2 Определение трудоемкости выполнения магистерской диссертации

Затраты на рабочую силу – тип затрат, которые требуются для успешной реализации поставленной цели.

Сложность выполнения научно-исследовательской работы может быть оценена в человеко-днях, но этот метод неоднозначен из-за его вероятностного характера, так как он зависит от различных факторов. Ожидаемое значение трудозатрат работ $t_{ож}$ можно определить с помощью уравнения:

$$t_o = \frac{3 * t_{мин} + 2 * t_{макс}}{5}$$

где t_o – трудоемкость выполнения работы, человеко-дней;

$t_{мин}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения работы человеко-дней;

$t_{макс}$ - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы человеко-дней.

В соответствии с ожидаемой трудоемкостью работы, можно определить продолжительность выполнения каждой работы в рабочих днях T_p , что

учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. В расчете используется выражение:

$$Tp = \frac{ti}{\text{Ч}}$$

где Tp – длительность работы, рабочих дней;

ti – длительность выполнения работы, человеко-дней; Ч – количество исполнителей, выполняющих одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Расчет продолжительности работы должен быть выполнен для целесообразного расчета оплаты, так как вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 68%.

Таблица 5.2 – Временные затраты на проведение магистерской диссертации

Этап	t _{min} , чел.- дн.	t _{max} , чел.- дн.	тож, чел.- дн.	Тр, раб. дн. (Р./Д.)	Тк, кал. дн.
1	9	11	9.8	9.8	10
2	10	13	11.2	11.2	12
3	14	15	14.4	14.4	15
4	7	10	8.2	8.2	9
Суммарно			43.6	43.6	46

5.3 Плановая себестоимость проведения НИР

Расчет затрат на выполнение НИР производится путем определения затрат по отдельным статьям всех видов необходимых ресурсов. Это основной документ, на основании которого осуществляется планирование и учет затрат на научные исследования. Были проанализированы следующие статьи затрат:

- затраты на расходные материалы (бумага, скрепки и т.д.);
- оплата труда работников, участвующих в НИР;
- специальная техника для научных и исследовательских работ, в том числе стоимость приобретения лицензий на программное обеспечение;
- накладные расходы.

Стоимость материалов формируется исходя из цены их приобретения и стоимости транспортировки, осуществляемую сторонними организациями. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле

$$C_m = (1 + kt) * \sum C_i * N_{packi}$$

Где m - виды материальных ресурсов, используемые при реализации научного исследования;

N_{packi} –материальные ресурсы определенного вида, планируемые использовать при реализации научного исследования;

C_i – цена приобретения одного вида потребляемых материальных ресурсов;

kt – коэффициент, учитывающий транспортные расходы. Калькуляция расходов на материалы приведена в таблице 3.3.

Таблица 5.3 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество, штук/упаковка	Сумма, руб
Канцелярские товары	Бумага А4, 500 шт., Скрепки канцелярские 100 штук, ручки 1 штуки., карандаши 1 штуки., ластик 1 штука.,	1	652,00

	нож канцелярский 1 штука., корректор 1 шт.		
Итого по статье Ст			652,00

Оплата труда работников, непосредственно занятых выполнением НИР

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$Сзп = Зосн + Здоп$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Зосн = Здн \cdot Траб$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

Траб – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Здн – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Зосн = \frac{Зм * М}{Fд}$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (в рабочих днях).

Таблица 5.4 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Стажер
Календарное число дней	36	365
Количество выходных дней	52	52
Количество праздничных дней	14	14
Показатели рабочего времени	Руководитель	Стажер
Потери рабочего времени		
-отпуск	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Месячный должностной оклад руководителя:

$$\text{Зм.рук.} = \text{Зтс} \cdot \text{кр}$$

где Зм.рук. – заработная плата по тарифной ставке, руб.

Согласно отраслевой системе оплаты труда основная месячная заработная плата руководителя (профессор) составляет 31000,00 руб.

$$\text{Зм.рук.} = 31000 \cdot 1,3 = 40300 \text{ руб.};$$

$$\text{Зисп} = 2700 \cdot 1,3 = 3510 \text{ руб.}$$

Среднедневная зарплата руководителя и дипломника за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$\text{Здн.рук.} = \frac{40300 \cdot 10,4}{251} = 1669,8 \text{ руб.};$$

$$\text{Здн дип.} = \frac{3510 \cdot 10,4}{251} = 145,4 \text{ руб.};$$

Заработная плата руководителя и дипломника за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$\text{Зосн рук.} = 1669,8 \cdot 6,4 \approx 10686,76 \text{ руб}$$

$$\text{Зосн дип.} = 145,4 \cdot 90 \approx 13086 \text{ руб}$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$\text{Звнеб} = \text{Зосн} \cdot \text{квнеб}$$

где квнеб – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. установлен размер страховых взносов равный 30%. Результаты в Таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Заработная плата исполнителей магистерской диссертации

Заработная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	10686,76	13086
Внебюджетные отчисления	3102,53	3925,8
Итого по статье СЗП (включая Звнеб)	23772,76	

Накладные расходы

Основные работы для ВКР проводились за персональным компьютером. Время, проведенное за рабочей станцией: 710 часов. Мощность рабочей станции: 0,270 кВт.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$Сэл = Цэл \cdot Fоб \cdot P = 5,8 \cdot 710 \cdot 0,27 = 1111,86 \text{ руб}$$

где Цэл– тариф на промышленную электроэнергию (4,5руб. за 1 кВт·ч);

Fоб – время использования оборудования, ч.;

P – мощность оборудования, кВт.

Затраты на электроэнергию составили 1111 рублей. Результаты в Таблице 3.6.

Таблица 5.6 - Накладные расходы на ВКР

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электричество	кВт·ч	189	4,5	850,5

Печать на листе А4	шт.	250	0,8	200
Доступ в интернет	месяц	4	350	1400
Итого по статье $C_{\text{накл}}$				2450,5

Себестоимость НИР Калькуляция плановой себестоимости НИР на основании полученных данных по отдельным статьям затрат приведена в Таблице 5.7.

Таблица 5.7 - Подсчет плановой себестоимости

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты (СМ)	584,00
Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИР (Сзп), включая отчисления во внебюджетные фонды (Свнеб)	23772,76
Накладные расходы (Снакл)	2450,5
Итого себестоимость НИР (Снир)	26223,26

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 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 [2].

Компоновка рабочей зоны для работы в офисе подразумевает, что будут соблюдены все требования согласно ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009 [3]. 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.

6.2 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 определения таких факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные

производственные факторы. Классификация» [3]. Все отобранные факторы представлены в Таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разр.	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*
--	--	--	--	---

6.3 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 [17].

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

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 6.2.

Таблица 6.2 - – 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.

6.4 Повышенный уровень статического электричества

Электронизация возникает при трении двух диэлектрических или диэлектрического 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 накопление зарядов [5].

На соприкасающихся материалах с одинаковыми диэлектрическими свойствами (диэлектрической проницаемостью) зарядов не образуется.

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.

Средства коллективной защиты от статического электричества по принципу действия делятся на следующие виды в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [6]. 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.

6.5 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 Рисунке 4.1 и 4.2.

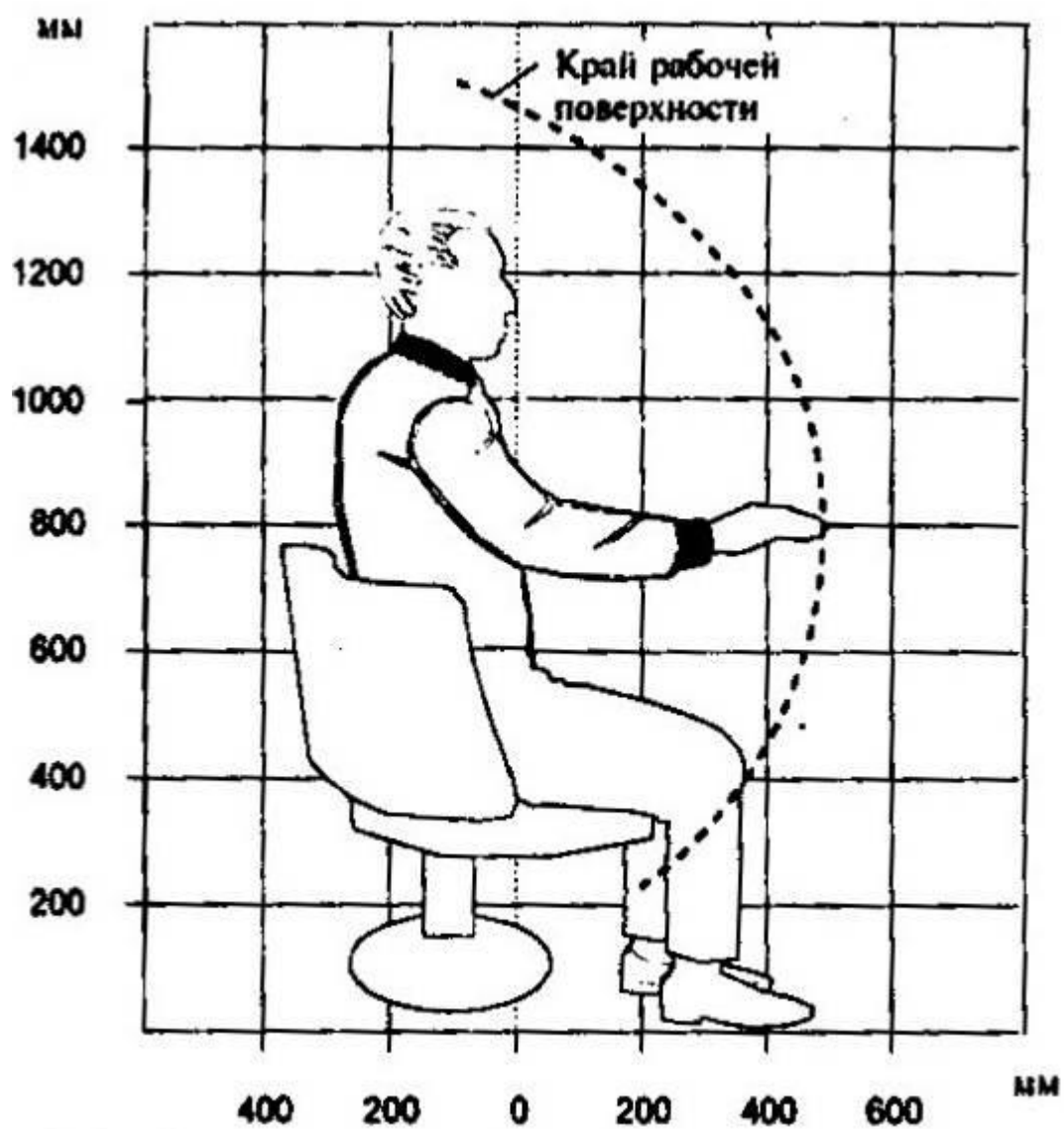


Рисунок 6.1 – Зона досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости

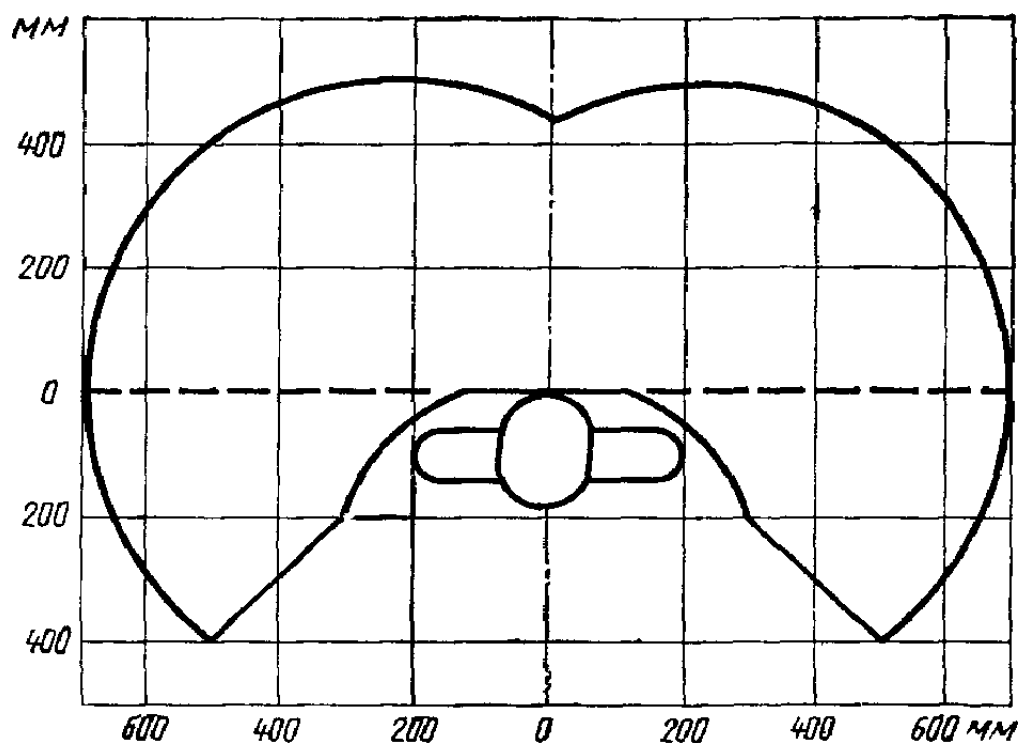


Рисунок 6.2 – Зона досягаемости моторного поля в горизонтальной плоскости

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног [2]. Регулируемые параметры должны соответствовать номограмме, приведенной на Рисунке 4.5.

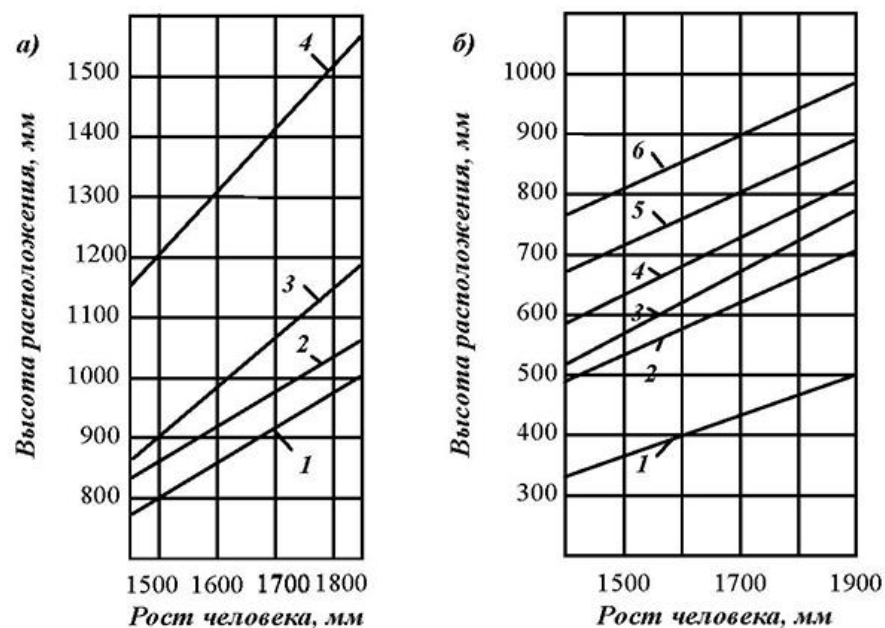


Рисунок 6.3 - Номограмма зависимости высоты рабочей поверхности для разных видов работ (1-4), пространства для ног (5) и высоты рабочего сиденья (6) от роста человека

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.

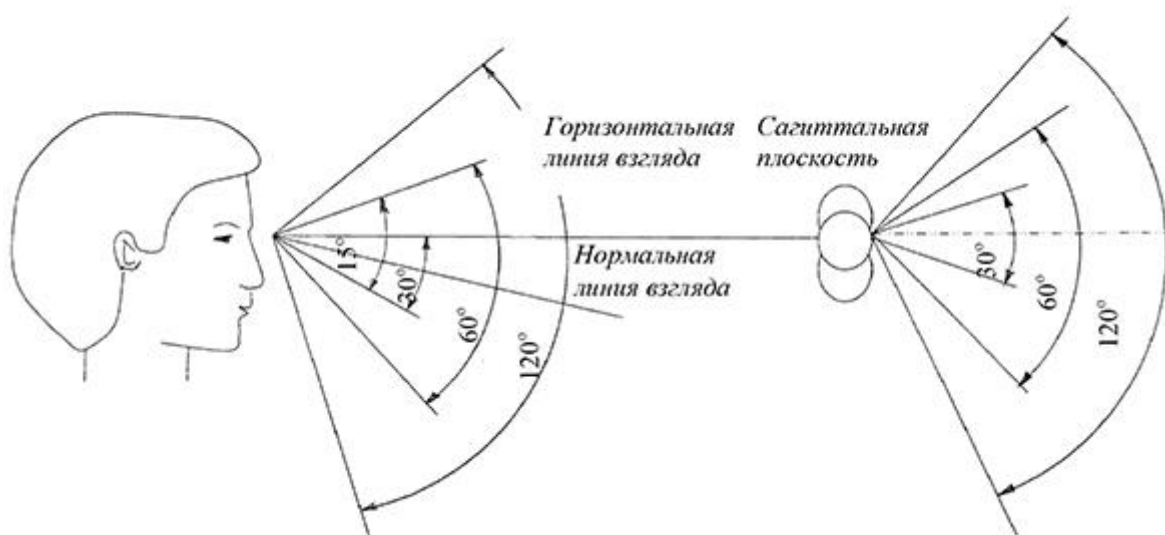


Рисунок 6.4 - Зоны зрительного наблюдения

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 [4].

6.6 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 3Г [18].

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.

От степени освещенности напрямую зависит работоспособность человека, его физическое и психоэмоциональное состояние. Помещения различного назначения имеют специальные требования по освещенности. При расчете освещенности учитываются характеристики рабочего процесса, осуществляемого человеком, его периодичность и длительность. Работа, выполняемая с использованием вычислительной техники относится к третьему разряду зрительной работы, имеет следующие недостатки:

- блики экрана;
- слабая контрастность между изображением и фоном

В связи с тем, что естественное освещение слабое, на рабочем месте должно применяться также искусственное освещение.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения равна 7 м (А), ширина – 6 м (В), высота – 4,5 м (Н). Высота рабочей поверхности над полом – 0,8 м (hr). Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011. В соответствии разрядом зрительной работы необходимо создать освещенность не ниже 200 лк [17].

6.7 Напряженность труда

Напряженность труда – характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку преимущественно на центральную нервную систему,

органы чувств, эмоциональную сферу работника. К факторам, характеризующим напряженность труда, относятся: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки, степень монотонности нагрузок, режим работы. Причинами появления являются следующие процессы:

- длительное пребывание в одном и том же (сидячем) положении и повторение однотипных движений, монотонность труда;
- умственное перенапряжение, обусловленное характером решаемых задач;
- большой объем перерабатываемой информации;
- нервно-эмоциональные и нервно-психические перегрузки, в особенности у начинающих пользователей; стресс при потере информации;
- утомление глаз, повышенная нагрузка на зрение
- повышенная нагрузка на опорно-двигательный аппарат, в особенности на позвоночник и суставы верхних конечностей.

Режим труда и отдыха предусматривает соблюдение определенной длительности непрерывной работы на ЭВМ и перерывов, регламентированных с учетом продолжительности рабочей смены, видов и категории трудовой деятельности.

Виды трудовой деятельности с ЭВМ разделяются на 3 группы: группа А – работа по считыванию информации с экрана с предварительным запросом; группа Б – работа по вводу информации; группа В – творческая работа в режиме диалога с ЭВМ.

Если в течение рабочей смены пользователь выполняет разные виды работ, то его деятельность относят к той группе работ, на выполнение которой тратится не менее 50% времени рабочей смены.

В процессе выполнения настоящей магистерской диссертации, лабораторным работам отводилось порядка 5 час в день, но непосредственное оформление пояснительной записки занимало до половины полной рабочей смены и варьировалась по виду операций с ЭВМ. Продолжительность

непрерывной работы на ЭВМ без регламентированного перерыва не превышало 2 часа [19].

6.8 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» [21] и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 3 сентября 2010 г.

№ 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.

6.9 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 [15]:

- 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

[16]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существуют различия в определении параметров пласта, возникающие при интерпретации данных каротажа скважин. Поэтому значения параметров коллектора различны, и, следовательно, погрешность будет влиять на оценку геологических запасов.

Реальная литолого-петрофизическая картина искажена, и следует учитывать, что полученные данные из попластового подхода имеют свои преимущества и недостатки.

Полученные значения запасов различны; в основном погрешность достаточно мала, чтобы сделать вывод о том, что попластовая интерпретация применима для оценки балансовых запасов. Хотя существует большое влияние на расчетные параметры из-за интерпретатора. И, следовательно, влияние человека на оценку запасов также существует. Тем не менее, мы теряем в точности около 4% и, следовательно, влиянием интерпретатора можно пренебречь.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения, Томск, 2004
2. ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT)
3. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
4. 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.
5. ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электростатические поля.
6. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
7. 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.
8. Кочнев А. А., Кривошеков С. Н. «Литолого-фациальное строение и характеристика коллекторских свойств верхнедевонско-турнейских рифов березниковского палеоплато, Пермь, 2016
9. Кривошеков С. Н. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности высокоизученных территорий: на примере Пермского края, Пермь, 2011
10. Д. В. Кузнецов, В. Е. Кулешов, А. С. Могутов – «Подсчет запасов нефти и растворенного газа»

11. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин М: Недра, 1990
12. Меркулов В.П., Посысов А.А. Оперативный анализ каротажных диаграмм, Томск – 2012
13. Путилов И. С. Использование результатов литолого-фациального анализа для построения трехмерной геологической модели башкирской карбонатной толщи Озерного месторождения нефти, Пермь: Нефтяное хозяйство, 2008 – 86 с.
14. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003. – 259 с
15. Постановление 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»
16. Приказ Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 20 июня 2003 г. № 323 «Об утверждении норм пожарной безопасности «проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» (НПБ 104-03)»
17. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – 11 с
18. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018)

20. Хабаров А.В. Методика интерактивного петрофизического моделирования недонасыщенных залежей нефти (по данным керна, ГИС и истории разработки месторождений салымской группы). Диссертация. – Москва, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, 2010. – 101 с.
21. Ahmed T., Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Boston, USA, 2001. – 1211 p.
22. Al-Kadem, M. S., Al-Khelaiwi, F. T., & Al-Amri, M. A. (2012, January 1). Real-Time Estimation of Well Drainage Parameters. Society of Petroleum Engineers.
23. Blekhman V., Diaz D. Calibrating Log-Derived Permeability Data to PTA for Geostatistical Integration into a Fluid-Flow Simulation Model (SPE 69473). SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 March, 2001. – 5 p.
24. Haddad S., Cribbs M. Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester, Well test and Core Data. 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September – 3 October 2001. – 12 p
25. 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.
26. Lalanne, B. J. P., & Massonnat, G. J. (2004, January 1). Impacts of Petrophysical Cut-Offs in Reservoir Models. Society of Petroleum Engineers
27. Log interpretation Principles and Applications. Schlumberger Educational Services. Texas, 1989
28. Mark G. Kerzner, SPE, Dresser Petroleum Engineering Services Elton Frost Jr., SPE, Dresser Petroleum Engineering Services – «Blocking-A New Technique for Well Log Interpretation»
29. Oil field description of Western Siberia – O.N. Kotesha
30. Ramaswami S., Elshahawi H., Battawy A El, Combining Conventional and Wireline Formation Testing for Improved Reservoir Characterization (IPTC

14272). International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 7-9 February 2012 – 14 p

31. Scheme of lithological-facial knowledge of upper Jurassic deposits – Tomsk Polytechnic University

32. Shah, N., & Kelkar, M. (2015, July 20). Improved Reserve Estimates Using Spatial Averaging. Unconventional Resources Technology Conference.

33. Whittaker C., Fundamentals of production logging. – Schlumberger Digital Marketing, Houston, Texas, USA, 2013. – 201 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Summary

Almost all well log measurements at a given depth are influenced by formation properties up and down the wellbore. Blocking is a way to eliminate these influences and to restore the original signal, while at the same time performing bed thickness corrections. In addition to obtaining more accurate log values for estimating formation properties, blocking allows zone-by-zone analysis by computer.

Continuous method allows direct processing of digital geophysical data and obtaining interpretation results as a continuous depth function. On the other hand, blocked method implies approximation of continuous stepped geophysical curve with allocation of homogeneous intervals within which one value of geophysical parameter assigned and does not change in depth. The results are the basis for counting reserves and three dimensional geological modelling of productive objects. These methods differ in the approach to estimation and justification of reservoir parameters, which in the future directly affect the value of predicted reserves and oil recovery factor. Therefore, it is important to determine the error in the results of these methods and to compare the obtained information.

Aims and objectives

When averaging the values of the geophysical curve, the accuracy is lost compared to the continuous curve. It can lead to information distortion and consequently, error in STOIP determination. Therefore, the main aim of the project is to evaluate the STOIP accuracy calculated using blocking approach in comparison with point-by-point approach.

Firstly, it is necessary to develop a method of curve blocking. This is a very important stage of the project accomplishment, because based on the calculations

the reservoir parameters will be obtained. Secondly, the STOIIP should be determined and compared using two approaches. Thirdly, the essential part of work will be cut-off criteria estimation for impact on reservoir parameters evaluation.

Literature review

1. Geological description

The investigated field is located in South-Eastern part of the Tomsk Region and part of the Omsk region. Most research belongs to the field to the category of complex structured, which implies significant vertical and lateral heterogeneity of the reservoir. The field has a large variability of reservoir properties along the section, abrupt behavior of oil-water contact (OWC), non-uniform distribution of high and low productivity wells with abnormally high rate water cut. Development of such reserves arises unevenly, which leads to rapid depletion of active reserves and a large number of low productivity wells occurrence, to incorrect recovery factor assessment and as a result, to a decrease in the industrial and economic significance of the field.

Across the field the upper Jurassic complex of deposits is poly facial and is allocated to the Vasyugan, Georgievsky, and Bazhenov formations. A special feature of the upper Jurassic sediments is their regressive-transgressive occurrence on the underlying deposits of the Tyumen formation and the presence in the upper part of the section of black bituminous mudstones of the Bazhenov formation, which are an excellent regional, lithological-facies and chronological reference point.

The peculiar lithological-facies position of the upper Jurassic sediments, despite the migration of individual facies complexes, provided sufficient synchronization of the upper boundary of these sediments, while in most formations of the Cretaceous system, many researchers noted significantly sliding boundaries of productive deposits.

The base surface of the upper Jurassic deposits, conducted along the bottom boundary of the U-2 transgressive layer, has less clear boundaries and in many cases

is carried out according to geological and geophysical indicators with a greater degree of conditionality.

The complex of rocks of the upper Jurassic age, allocated in the volume of the U-1 layer, is the main object of development of the field, penetrated by all the drilled exploration and production wells. The total thickness of the U-1 varies from 20 – 30 m, effective-15-24 m.

It should be noted that many correlation schemes of sand layers based upon well log data, without taking into account paleontological, facies features and capacity analysis, have a low degree of reliability of these constructions.

2. Blocking technique

A very basic fact about well logs is that they all require interpretation. One reason is that the log reading at a given depth does not represent the exact value at this point but is affected by formation characteristics up and down the well. The usual way to deal with this problem is to divide the log into zones corresponding to geological formations of relatively constant character and to work with average values in every zone, applying all possible corrections. The number of intervals that can be picked is limited by the amount of calculations that have to be performed. The values thus obtained are averaged.

The continuous approach usually taken has its own weaknesses, however, n that the total zones are not considered. Taking the spontaneous potential (SP) log as an example, we see that it measures correct values only in thick beds, and far enough from bed boundaries. Calculations based on Esp close to bed boundaries will be incorrect. If the bed is thin enough, we may not be getting correct calculations anywhere in this bed.

The whole idea that log values should be constant in each bed or, more strictly, "sedimentary facies," is not new. In fact, it follows from the definition of facies. In the case of an SP log, the relationship between a blocked form static SP and observed SP is a standard topic.

Firstly, it is necessary to divide the section into layers from the perspective of uniform lithology, using SP log. According to picked out layers, the reservoir parameters such as porosity, water saturation and permeability averaged in the every single layer. At this moment, the averaged continuous values of well log data obtained in every layer. Secondly, the same operation of averaging conducted on the log, using which the reservoir parameters were calculated. For instance, it could be acoustic log or neutron log. After aforementioned procedure, the porosity recalculated, whereby blocked reservoir parameters obtained.



Figure 2. – Blocking the SP and acoustic logs

The whole idea that log values should be constant in each bed or, more strictly, "sedimentary facies," is not new. In fact, it follows from the definition of facies. In the case of an SP log, the relationship between a blockform static SP and observed SP is a standard topic.

Another idea related to blocking is the definition of lithofacies from logs by the use of specially defined electrofacies. The concept of electrofacies is indeed similar to blocking. However, there is a very important difference. Electrofacies are defined with the help of statistical methods such as clustering. The assumption for these methods is that observed log measurements would be constant, if not for

statistical variations. The electrofacies are then defined as those depth intervals where the log values fall within variation limits. This assumption is not true close to bed boundaries. Also, since the log values inside electrofacies are defined from statistics, the observed log readings are taken as actual values, and no bed thickness correction is made.

3. STOIP determination

The volumetric method of STOIP calculation based on data of the geophysical characteristics of the calculation objects and the conditions of oil occurrence in them.

The equation using for STOIP determination:

$$STOIP = \frac{S \times h \times K_{poro} \times K_{oil} \times \rho_{oil}}{1000}$$

where STOIP – Stock tank oil initially in place, tons;

S – oil productive area, m²;

h – total reservoir height, m;

K_{poro} – porosity, o.u.;

K_{oil} – oil saturation factor, o.u.;

p_o - oil density (reservoir conditions), kg/m³

According to this equation S×h is a reservoir volume, S×h×K_{poro} is a pore volume, S×h×K_{poro}×K_{oil} is oil volume in reservoir.

The parameters of aforementioned equation are determined based on data analysis of prospect, exploration and production wells, including materials of field and formation evaluation methods, laboratory analysis of core, PVT analysis and results of field research during well test analysis.

To determine oil productive area the following equation was used:

$$S = \pi R^2$$

Where R - drainage radius of a well

Drainage radius is a key parameter of real-time well and reservoir performance optimization. The primary method of estimating the well drainage radius is a build-up tests and their subsequent well test analysis.

$$R(\text{drainage}) = r_w \times \exp \frac{k \cdot h}{141.2 \times \mu \times PI \times b_o};$$

Where r_w - wellbore radius, m;

k – permeability, mD;

h – formation thickness, m;

PI – productivity index, m³/day×atm;

b_o – oil formation volume factor;

μ – oil viscosity, cp.

The most common way to calculate reserves is volumetric method.

$$STOIIP = \frac{S \times h \times K_{poro} \times K_{oil} \times \rho_{oil}}{1000}$$

Oil production area (S) – πR^2 , where R – drainage radius.

$$R(\text{drainage}) = r_w \times \exp \frac{k \cdot h}{141.2 \times \mu \times PI \times b_o};$$

Table 1. – Inputs and outputs for well drainage radius

Input	Source	Output
PI	well test	well drainage radius
k	formation evaluation	
h	well logs	
Bo	PVT analysis	
μ		

Porosity (K_{poro}) – weighted mean value of porosity logs, which picked by layers.

$$K_{\text{poro}} = \frac{\sum h * \phi_i}{\sum h};$$

Water saturation (K_{oil}) – weighted mean value of water saturation.

$$K_{\text{oil sat}} = \frac{\sum h * \phi_i * S_{o_i}}{\sum h * \phi_i};$$

Oil density (ρ_o) – determine in reservoir conditions in laboratories based on the results of differential liberation.

Effective oil saturated thickness (h) - determined based on core analysis data (only at 100% removal), electrical and radioactive logging, as well as materials for testing wells. In practice, for the reservoir allocation a set of qualitative (direct and indirect) features is used. Direct qualitative characteristics are the most reliable way to distinguish reservoir. They are based on the evidence of reservoir mobility fluids. These features include:

- radial gradient of resistivity measurements by zones with different depth of investigation;
- changes the responses of well logging methods, performed using special techniques and recording activation or inactivation of the penetration zone.

To obtain weighted mean value, it is necessary to pick out the oil saturated productive zone and in every layer count the value of blocked and continuous porosity and water saturation values. The same operation conducted in 20 wells of the oilfield.

4. Formation evaluation

Connection between the elastic parameters and formation porosity was determined by the correlation dependence of porosity and sonic travel time that measured in laboratory. Wyllie equation was used for porosity estimation with correction for shale:

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} - V_{sh}\varphi_{sh}$$

Another method of effective porosity estimation is neutron log:

$$\phi_{eff} = \phi_{neutron} - V_{sh} \cdot \phi_{neutron}(sh),$$

where $\phi_{neutron}(sh)$ is neutron porosity in shales.

The most common technique for calculating S_w is the use of resistivity logs with a model (empirical or theoretical) that relates S_w to R_t , R_w , and porosity.. The models are applied at every data point in the reservoir where deep resistivity, porosity, and shale-volume estimates, if required, are available. The evaluation of all other necessary parameters (constant or variable R_w values, a , m , n , Q_V , V_{sh} , $R_0 = F \cdot R_w$, etc.) has been discussed previously.

Water saturation of reservoir is determined by Archie equation:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\varphi^m} \frac{R_w}{R_t}};$$

where a , m , n – constants that depended on the type of rock.

Constants are defined from petrophysical data: RI – resistivity index, FF – formation factor. Correlated-regressive analysis of dependences $RI = f(S_w)$ and $FF = f(\varphi_{core})$ permit to estimate this constants:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = a \varphi^{-m};$$

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n};$$

Direct determination methods of absolute permeability are absent in formation evaluation. It is important to note that the prediction of permeability is achieved using different correlation dependences. The typical correlation dependence is non-linear function permeability from porosity.

This method is considered to be classical. Nevertheless, the presence of different facies may lead to incorrect prediction of permeability. An important point

is that core data of permeability can be insufficient for determination of correlation dependence. Furthermore, there are empirical correlation for prediction of permeability such as Tixier equation, Timur equation, Coates-Dumanoir equation and Coates equation. The permeability core data and obtained permeability have poor correlation coefficient due to insufficient core data.

5. Cut-off criteria estimation

Cut-off criteria are necessary for rapid separation of oil-saturated intervals, which are capable for fluid filtration at pressure drawdown. There are basic criteria: shale volume, porosity, permeability and water saturation.

The critical water saturation calculated when fractional flow curve equal to 0.98.

$$f = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{\mu_o} / \frac{k_{rw}}{\mu_w}}$$

Where k_{ro} – oil relative permeability;

k_{rw} – water relative permeability;

μ_o – oil viscosity.

Cut-off value for shale volume and porosity determined by creating histograms which shows the reservoir and non-reservoir facies frequency.

The last cut-off criteria for permeability calculated using a correlation equation for different facies U_1^1 , U_1^2 and U_1^3 from porosity.