

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Адаптация проницаемости по керну скважин на данные пластоиспытателей и ГИС на примере Мессояхской зоны нефтегазонакопления (ЯНАО, Тюменской области)

УДК 553.98.041(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Максимова Елизавета Никитична		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор кафедры ГРНМ	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ГРНМ

_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Максимовой Елизавете Никитичне

Тема работы:

Адаптация проницаемости по керну скважин на данные пластоиспытателей и ГИС на примере Мессояхской зоны нефтегазонакопления (ЯНАО, Тюменской области)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	24.07.2017, № 6174/с
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.08.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Геологическое строение месторождения
Петрофизические свойства и зависимости
Керновая база, включая описание керна, фотографии и замеры петрофизических свойств
Данные по гидродинамическим исследованиям на месторождении

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Литературный обзор по тематике работы. Анализ керновых данных: получение зависимости для расчета абсолютной проницаемости с учетом объемной глинистости; построение зависимостей эффективной проницаемости по нефти и воде от абсолютной проницаемости по данным специальных исследований керна; Прогноз промысловых значений проницаемости с учетом текущей водонасыщенности по данным ГИС с помощью выявленных зависимостей. Сравнение полученных значений промысловой проницаемости с данными пластоиспытателей. Анализ результатов и неопределенностей
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Концептуальная модель обстановки осадконакопления, Фото керна с описанием Планшеты с каротажными кривыми и кросс-плоты
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	д.г.-м.н, профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	к.г.-м.н., доцент Мищенко М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Literature overview and theoretical background	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор кафедры ГРНМ	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Максимова Елизавета Никитична		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Максимова Елизавета Никитична

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Литературные источники;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Методические указания по разработке раздела
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год И на плановый период 2018 и 2019 годов

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
2. Разработка устава научно-технического проекта	Расчёт затрат времени и труда по видам работ
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Нормы расхода материалов
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Общий расчёт сметной стоимости

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблица 4.1 – План выполненных работ, Таблица 4.2 – Временные затраты на проведение НИР, Таблица 4.3 – Материальные затраты, Таблица 4.4 – Заработная плата исполнителей НИР за месяц

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Максимова Елизавета Никитична		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Максимова Елизавета Никитична

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – 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)	Месторождение находится в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова и приурочено к Мессояхской низменности, долине реки Мессояха. В административном отношении рассматриваемый проект расположен на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Вблизи рассматриваемой территории находится населенные пункты: п. Антипаюта и п. Тазовский, расположенные соответственно в 148 км на северо-запад и 146 км на юг от месторождения. Ближайший крупный населенный пункт – г. Новый Уренгой – расположен приблизительно в 300 км на юг от месторождения Б. Месторождение Б месторождения являются одними из крупнейших месторождений по запасам нефти и газового конденсата полуострова Гыдан. Данный участок недр является участком недр федерального значения.
<i>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – 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)	Отрицательное влияние компьютера на человека является комплексным, во время работы за компьютером на организм влияет целый ряд негативных физических и психологических факторов. Физическими факторами являются: – повышенная пульсация светового потока; – широкий спектр излучения от дисплея, который включает рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области; – повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и
---	---

	системного блока; – загрязнение воздуха пылью; – повышенный уровень шума на рабочем месте; – возникновение на экране монитора статических зарядов, заставляющих частички пыли двигаться к ближайшему заземленному предмету, которым оказывается лицо пользователя; – опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; опасность возникновения пожара
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)	1) Электробезопасность Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока. Положением о соблюдении электробезопасности является ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.
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.	2) Экологическая безопасность Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих
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	Степень огнестойкости зданий принимается в зависимости от их назначения, категории по взрывопожарной и пожарной опасности, этажности, площади этажа в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий: - использование только исправного оборудования; - проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности; - назначение ответственного за

	пожарную безопасность помещений; - издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности - отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ; - курение в строго отведенном месте; - содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Согласно ГОСТ 12.2.032-78 конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места инженера должны быть соблюдены следующие основные условия: - оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места; - достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения; - необходимо естественное и искусственное освещение для выполнения поставленных задач; - уровень акустического шума не должен превышать допустимого значения.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Таблицы с основными опасными вредными факторами

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Максимова Елизавета Никитична		26.06.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 37 рис., 22 табл., 32 источников, 3 прил.

Ключевые слова: керновые исследования, специальные исследования керна, фазовые проницаемости, геофизические исследования керна, пластоиспытатели

Объектом исследования является (ются) пласты покурской свиты месторождения Б, расположенного в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова и приурочено к Мессояхской низменности, долине реки Мессояха

Цель работы Выявление закономерностей и создание методики, с помощью которой будет возможно проведение нормировки абсолютной проницаемости, получаемой по данным керна и геофизических исследований на промысловые значения, получаемые по данным пластоиспытателей.

В процессе исследования проводились: анализ керновых данных с целью получения зависимости для расчета абсолютной проницаемости с учетом объемной глинистости; построение зависимостей эффективной проницаемости по нефти и воде от абсолютной проницаемости по данным специальных исследований керна; нормировка и осреднение кривых относительных фазовых проницаемостей с помощью функций Кори. Так же был проведен прогноз промысловых значений проницаемости с учетом текущей водонасыщенности по данным ГИС с помощью выявленных зависимостей. Далее проводилось сравнение полученных значений промысловой проницаемости с данными пластоиспытателей.

В результате исследования впервые применительно к пластам ПК₁₋₃ месторождения Б получены следующие результаты: разработана комплексная методика прогноза промысловых значений проницаемости по данным исследования керна и ГИС; проведено сравнение полученных значений с данными пластоиспытателей, выявлены причины сходимости/несходимости значений промысловой проницаемости по ГИС и пластоиспытателям. Проведен анализ факторов, влияющих на применения методики.

Степень внедрения: опытная методика, которую планируется внедрить на территории предприятия. Область применения: интерпретация ГИС, гидродинамическое моделирование

Экономическая эффективность/значимость работы: поможет улучшить адаптацию гидродинамической модели

В будущем планируется применить методику на месторождениях аналогах с целью проверки работоспособности и улучшения разработанного алгоритма.

ABSTRACT

Nowadays, efficient field development cannot be imagined without the integrated interpretation of field data, obtained from core samples, logging operations and formation testers. The above mentioned methods allow reservoir permeability definition. During the interpretation of well logs the absolute value of permeability can be received by means of equation, obtained from core. This equation characterizes flow properties of dry reservoir towards air or neutral gas, which appear to be the non-wetting phase in relation to solid reservoir phase. Therefore, the absolute value of permeability, which can be obtained from log curves, can be used only as the measure of quality but not the quantity of flow properties.

For quantitative description of reservoir behavior during the process of field development the value of permeability should be connected with fluid flow dynamics. It is planned to create an algorithm, which may provide normalization of core and therefore log absolute permeability on its field values, estimated from formation testing operations. This fact may afford the improvement of fluid filtration forecast during the simulation modelling and further field development. This fact may afford the improvement of fluid filtration forecast during the simulation modelling and further field development. At the first stage it is suggested to perform the comparison of core, log and formation tester data, which were obtained from similar elevation depth. Based on the results of comparison it is planned to estimate the specified poro-perm relationship, which will be tuned on core, log and formation tester data. Besides, possible reasons for insufficient correlation will be analyzed. Finally, it can be expected that obtained petrophysical trends can provide more exact forecast of reservoir permeability based on well logging results, core plugs as well as formation tester data.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ СОКРАЩЕНИЯ

ГИС – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

ОФП – относительные фазовые проницаемости

МДТ/ХРТ – обозначение типа пластоиспытателя

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ГК – гамма-каротаж;

ГТИ – геолого-технологические исследования;

ИК – индукционный каротаж;

КС – каротаж сопротивления;

ННКТ – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

ПС – самопроизвольная поляризация;

СЭС - санитарно-эпидемиологическая служба;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

Рис. – рисунок;

Скв. – скважина.

СОДЕРЖАНИЕ

	с.
Введение.....	14
1 Literature overview and theoretical background.....	17
1.1 Definitions of permeability	17
1.2 Methods of permeability measurements	20
1.2.1 Core laboratory measurements.....	20
1.2.2 Wireline-Log measurements	24
1.2.3 Formation testers	26
1.2.4 Well test permeability	32
1.3 Relationships among the techniques	32
2 Геологическая характеристика объекта исследований	36
2.1 Общие сведения о месторождении.....	36
2.2 Геологическое строение месторождения.....	36
2.2.1 Стратиграфия.....	36
2.2.2 Тектоника.....	37
2.2.3 Нефтегазоносность.....	38
2.2.4 Особенности обстановки осадонакопления.....	39
2.3 Основные сведения о петрофизической модели пласта ПК ₁₋₃	46
2.4 Сведения о PVT-свойствах пласта.....	47
3 Методика и результаты исследований	48
3.1 Анализ исходных данных.....	48
3.2 Разработка методики исследований	49
3.3 Интерпретация кривых геофизических исследований скважин.....	50
3.3.1 Оценка коэффициента объемной глинистости.....	50
3.3.2 Оценка коэффициента общей пористости	52
3.3.3 Оценка эффективной пористости и абсолютной проницаемости	53
3.3.4 Оценка коэффициента нефтенасыщенности и коэффициента остаточной водонасыщенности.....	56

3.4 Поиск корреляционной зависимости между абсолютной и фазовой проницаемостями	58
3.5 Определение значений фазовых проницаемостей по ГИС при текущей водонасыщенности.....	63
3.5.1 Методика расчета	63
3.5.2 Подбор степеней функций Кори.....	65
3.5.3 Выбор значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности	66
3.5.4 Расчет и сравнение значений фазовых проницаемостей по ГИС с данными пластоиспытателей.....	67
3.6 Факторы, влияющие на результаты применения методики	71
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	72
4.1 Общие сведения.....	72
4.2 Планирование этапов и работ по выполнению магистерской диссертации	72
4.3 Расчет трудоемкости выполнения магистерской диссертации	74
4.4 Плановая себестоимости проведения НИР.....	75
5 Социальная ответственность.....	78
Заключение	87
Список использованных источников	88
Приложение	92

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований. В настоящее время эффективная разработка месторождений невозможна без комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных, получаемых с помощью керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и пластоиспытателей. Вышеперечисленные методы позволяют охарактеризовать величину проницаемости изучаемого пласта-коллектора. В ходе интерпретации кривых ГИС абсолютное значение проницаемости получают из керновой зависимости, характеризующей фильтрационные свойства пласта-коллектора в сухом состоянии для воздуха или инертного газа, которые в свою очередь являются несмачивающей фазой по отношению к твердой фазе изучаемого пласта. Далее получаемую по ГИС величину абсолютной проницаемости можно использовать при моделировании.

Для количественного описания поведения коллекторов в процессе разработки месторождений предлагается определять значения проницаемости, которые могли бы быть более тесно связаны с динамикой течения пластовых флюидов, что в свою очередь помогло бы более точно проводить адаптацию гидродинамической модели. Для решения этой задачи необходима разработка специального алгоритма интерпретации петрофизических и геофизических исследований, с помощью которого будет возможно проведение нормировки абсолютной проницаемости по керну и ГИС на промысловые значения, получаемые по данным пластоиспытателей. Создание такой методики интерпретации весьма актуально, так как это способствует улучшению качества прогноза фильтрации флюида в ходе гидродинамического моделирования и последующей разработки месторождения. Предполагается, что выявленные закономерности позволят более точно прогнозировать проницаемость пластов-коллекторов с использованием данных ГИС, керна и пластоиспытателей.

Цель работы

Выявление закономерностей и создание методики, с помощью которой будет возможно проведение нормировки абсолютной проницаемости, получаемой по данным керна и геофизических исследований на промысловые значения, получаемые по данным пластоиспытателей.

Задачи работы

1. Анализ керновых данных: получение зависимости для расчета абсолютной проницаемости с учетом объемной глинистости; построение зависимостей эффективной проницаемости по нефти и воде от абсолютной проницаемости по данным специальных

исследований керна; нормировка и осреднение кривых относительных фазовых проницаемостей с помощью функций Кори.

2. Прогноз промысловых значений проницаемости с учетом текущей водонасыщенности по данным ГИС с помощью выявленных зависимостей.

3. Сравнение полученных значений промысловой проницаемости с данными пластоиспытателей. Анализ результатов и неопределенностей.

Основные защищаемые положения

1. Методика переинтерпретации значений абсолютной проницаемости по данным ГИС с учетом коэффициента глинистости

2. Подбор корреляционной зависимости между абсолютной и фазовой проницаемостями.

3. Методика расчета фазовых проницаемостей по данным ГИС. Результаты сравнения полученных значений с результатами испытаний пласта.

Научная новизна

Впервые применительно к пластам ПК₁₋₃ месторождения Б получены следующие результаты:

1. Разработана комплексная методика прогноза промысловых значений проницаемости по данным исследования керна и ГИС.

2. Проведено сравнение полученных значений с данными пластоиспытателей.

3. Выявлены причины сходимости/несходимости значений промысловой проницаемости по ГИС и пластоиспытателям. Проведен анализ факторов, влияющих на применения методики.

Практическая значимость

В результате проведенных исследований была разработана методика достоверной оценки промысловой проницаемости по данным ГИС для пластов ПК₁₋₃ месторождения Б, разработаны компьютерные алгоритмы для последовательной интерпретации. Как следствие, достигнута высокая эффективность прогноза эффективной проницаемости для последующего гидродинамического моделирования и управления разработкой месторождения.

Личный вклад автора

Методика интерпретации, необходимые для ее реализации компьютерные алгоритмы, результаты анализа и сравнения полученных данных, рассмотренные в магистерской диссертации, были получены самим студентом на основе исходных данных, предоставленных компанией-спонсором ООО «Газпромнефть-НТЦ».

Благодарности

Автор выражает признательность сотрудникам Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела, в особенности директору курса «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Деевой Татьяне Анатольевне за ценные замечания и консультации в ходе работы над проектом.

Автор выражает благодарность главному специалисту Управления геологической экспертизы и научно-методического развития ООО «Газпромнефть НТЦ» Парфенову Никите Андреевичу за ценные советы и консультации по содержанию магистерской диссертации.

1 LITERATURE OVERVIEW AND THEORETICAL BACKGROUND

In order to analyze the existing problem of permeability correction it can be necessary to consider the various sources of permeability estimation, their interrelationships taking the scale and physical factors into account. These are described below.

1.1 Definitions of permeability

The main purpose of the oil and gas geology is the study of internal structure of target formation, which can be characterized by different geological and physical parameters. The ability of reservoir rock to filtrate the fluid is the key parameter, which should be estimated carefully in order to perform efficient reservoir management plan, which may contain the following procedures:

- Selection of well pattern;
- Choice of the optimum perforation intervals;
- Prediction of production rate;
- Optimization of completion design etc.

Permeability is the ability of rock to transform fluid under the applied pressure differential. At the beginning of development process only one phase (oil, water or gas) can filtrate through the pore throats. At a later stage of production two-phase filtration may be observed. Therefore, permeability values can be described by absolute, effective and relative permeability.

Absolute permeability represents the case when the porous medium is 100 % saturated with one fluid phase [28]. This value can be estimated in the laboratory by means of fluid filtration, which is performed on the core plugs under controlled conditions, see Figure 1.1.

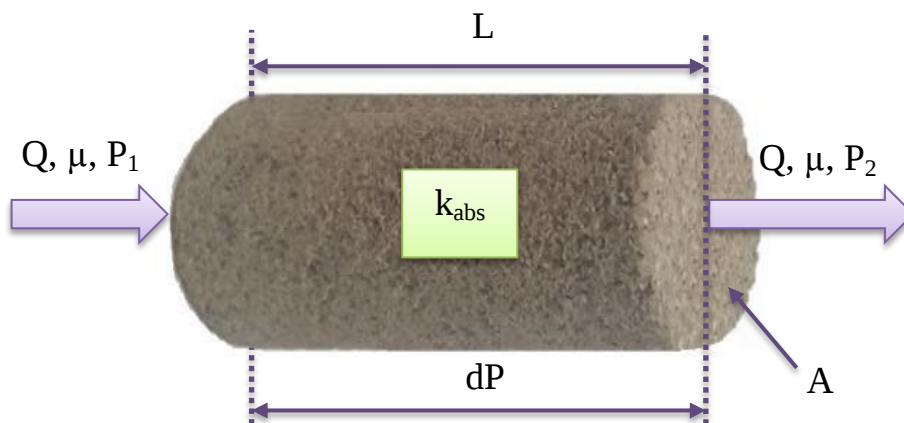


Figure 1.1 – Estimation of the absolute permeability

The value of absolute permeability can be obtained from Darcy equation for the linear flow

$$k_{abs} = \frac{Q\mu L}{\Delta P A}, \quad (1.1)$$

where Q – flow rate, m^3/s ;

μ – fluid viscosity (gas, liquid), cP;

L – length of core sample, m;

ΔP – pressure differential, atm;

A – filtration area, m^2 .

If the rock is saturated with a multiple-fluid phase the measured permeability can be determined as *effective permeability* to the particular flowing fluid [28]. The value of effective permeability depends on the physical properties of formation, physico-chemical parameters of fluids as well as saturation degree for each phase, presented in porous medium. The values of effective permeability can be measured from core, formation testers or well test investigations. The values of effective permeabilities (see Figure 1.2), can be obtained from the following equations (1.2) and (1.3). It should be considered that the value of effective permeability for each phase is lower than the absolute permeability.

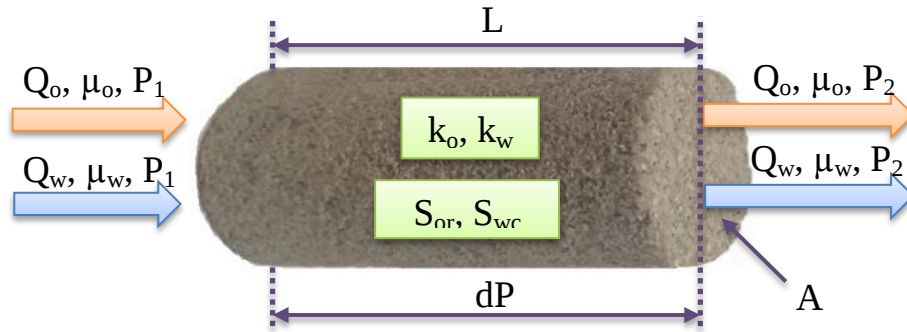


Figure 1.2 – Estimation of effective permeabilities

$$k_o = \frac{Q_o \mu_o L}{\Delta P A}, \quad (1.2)$$

$$k_w = \frac{Q_w \mu_w L}{\Delta P A}, \quad (1.3)$$

where Q_o, Q_w – flow rate of oil and water respectively, m^3/s ;

μ_o, μ_w – viscosity of oil and water respectively, cP;

S_{or}, S_{wc} – residual oil and connate water saturation respectively, fraction.

Relative permeability represents the ratio of effective to absolute permeability, which can be calculated as

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}}, \quad (1.4)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{abs}}, \quad (1.5)$$

where k_{abs} – the value of absolute permeability (usually measured during gas filtration through the core plug), mD;

k_o and k_w – the value of effective permeability to oil and water respectively, mD.

The values of relative permeabilities can be determined from special core analysis and represented in the form of curves relative permeability – water saturation, see Figure 1.3.

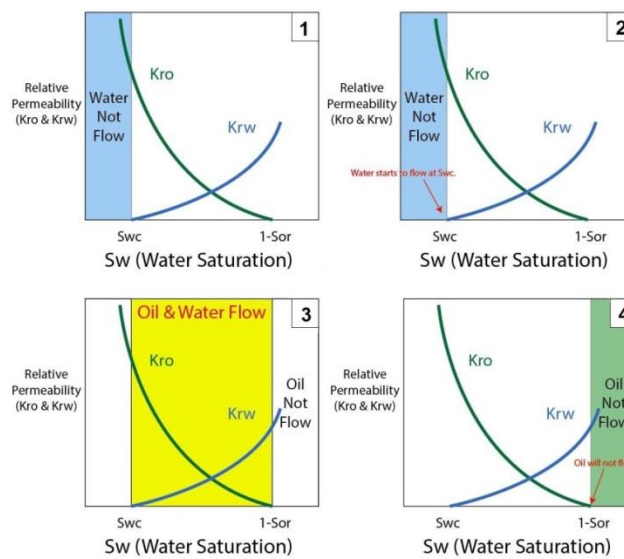


Figure 1.3 – Relative permeability curves

The principle, which can be described by the relative permeability curves, is the following:

- 1) when water saturation is below connate water saturation point only oil can flow.
- 2) if water saturation equals connate water saturation value, water begins to flow.
- 3) oil flow declines and water flow increases since the water saturation fraction rises. When water saturation is between connate water saturation one minus residual oil saturation, both oil and water will flow.
- 4) if water saturation in rock increases further oil will not flow. Beyond this point oil cannot move at all but water will continue to flow.

The analysis of the above mentioned plots may help to make important decisions about the tendency of fluid flow to the wellbore. Therefore, the relative permeability curves can be useful during the process of oilfield development and waterflooding performance etc.

1.2 Methods of permeability measurements

Permeability values can be obtained from several sources including:

- laboratory measurements on core samples (routine and special core analysis);
- wireline-Log measurements (standard logging complex and NMR-log);
- application of formation testers (MDT/XPT);
- well test interpretation results (build up and draw down tests).

The above mentioned methods, their principles and the values of permeability, which can be estimated from them, will be discussed below.

1.2.1 Core laboratory measurements

Careful analysis of obtained core plugs helps to measure the permeability value directly under the controlled laboratory conditions. Therefore, the permeability values, obtained from core samples can usually be accepted as the measurement standard. It is necessary to point out that the permeability value obtained from core plug is an accurate measurement of a certain core column.

Before the measurement starts, it is necessary to clean and dry the core sample. Then the *absolute value of permeability* can be obtained from Darcy Law (1.1) after the application of steady-state or pulse-decay technics [28].

Steady-state technique: During the experiment core plug is located in the chamber, through which air is pumped, see Figure 1.4. It should be mentioned that flow rate of air (water), which is measured throughout the experiment, is stable. Pressure differential is also the object of investigation. At the end of the experiment absolute permeability value can be determined by equation (1.1). However, the steady-state method cannot be widely applicable for core plugs, obtained from low-permeability formations since achievement of steady-state regime may require several weeks of experimental testing.

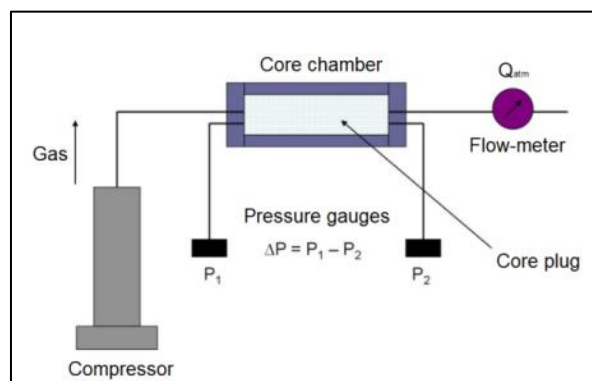


Figure 1.4 – Steady-state technique for absolute permeability measurements

In order to avoid the extended permeability measurements the *pulse-decay method* was introduced [28]. During the application of this technique the core sample is treated with pressure pulse, see Figure 1.5. Experiment chambers 1 and 2 are filled with air (water) through the open valves 1 and 2. Then these valves are closed in order to stabilize the pressure differential. After the stabilization both valves are opened alternatively providing pulse pressure drops. Then transient pressure drop is measured in order to estimate the value of absolute permeability.

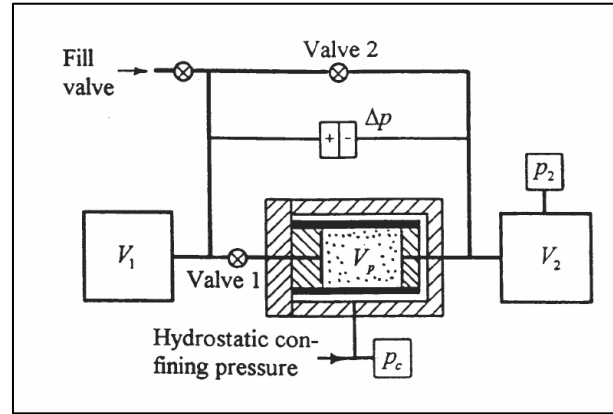


Figure 1.5 – Pulse-decay technique (Jones, 1997) [1]

Using the above mentioned methods, three values of absolute permeability can be estimated. These are maximum horizontal permeability, permeability in the direction perpendicular to maximum horizontal permeability and vertical permeability. Permeability value, measured by dint of air injection, is usually higher than the liquid permeability value. Therefore the correction for Klinkenberg effect should be performed using the equation

$$k_{liq} = \frac{k_{gas}}{1 + \frac{0.61}{P_m}}, \quad (1.6)$$

where k_{gas} – air permeability, fraction;

P_m – experimental pressure, atm.

Relative permeabilities can be obtained from core samples using steady-state and unsteady-state techniques [12]

Steady-state technique: During the measurements steady state regime is achieved and, therefore, it can be useful to apply the Darcy's law (1.2), (1.3) in order to estimate the effective permeability for each phase at a given saturation. Two phases are injected simultaneously into the test core at constant rates and pressures. Once the measured pressure drop across the core remains relatively constant, the system is assumed to be at steady state [14].

The measured flow rates and pressures can be used to calculate the relative permeability values for each phase. The example of test performance is presented in Figure 1.6.

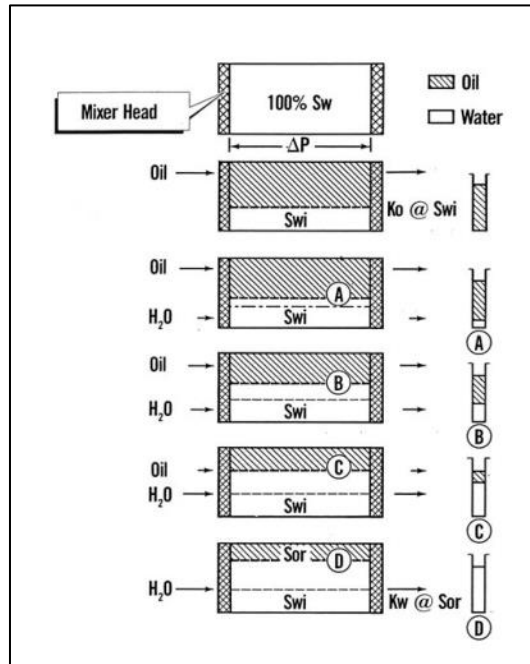


Figure 1.6 – Core fluid saturation distribution during steady-state test [12]

At the beginning core sample is completely saturated with water. Then only oil is injected in order to achieve the steady state regime. At this point the connate water saturation is observed. Then the oil flow rate and the pressure drop are measured in order to use these values in Darcy's law, which will provide the estimation of the oil effective permeability at irreducible water saturation. Then water and oil are pumped through the core simultaneously (point A). After the achievement of the next steady state level the outlet flow rates for oil and water as well as the pressure drop are measured. Then the effective permeability values of each fluid at the given saturation are estimated. In order to develop the relative permeability curves for as many points as desired the above mentioned steps are repeated. In order to obtain the end point value only water is pumped through the core plug to reach the irreducible oil saturation (point D) [15].

During the application of the multiple-core method or the Penn State method a core plug is positioned between two other samples in order to compose the elongated sample. The upstream and downstream core plugs help to reduce the effect of capillary end effects on the central core plug by dint of multiple phases flow distribution over the cross section of the sample. Pressure drop is measured across the central sample under the constant flowrate conditions. Then the effective and relative permeabilities can be measured.

The main disadvantage of the steady-state tests is the duration of test, which could take days or weeks to test the single saturation level. Therefore it can be determined that these tests require

much technical and economic effort during their performance. However, the steady-state technique can be identified as the most accurate and reliable for estimating of core relative permeability.

Unsteady-state method: During the experiment only one phase is pumped through the core, but the saturation equilibrium is not reached. The test involves displacement of the inner fluids with a constant rate/pressure driving fluid. The outlet fluid composition and flow rate is measured and applied for determination of the relative permeability values [16]. First of all, the core plug is saturated with 80% oil, therefore connate water saturation equals 20%, see Figure 1.7. Point A shows the oil relative permeability under the above mentioned conditions. The value of relative permeability to oil equals unity since this measurement is chosen as the basis. Initial relative permeability to water is represented by point B. The value is equal to zero since water is immobile, which corresponds to the connate water saturation point. During the experiment water is pumped through the core plug from the left part. Then the volumes of oil and water, which appear at the right part of the core plug, as well as pressure difference, are measured [17]. Then relative permeability curves can be estimated and plotted.

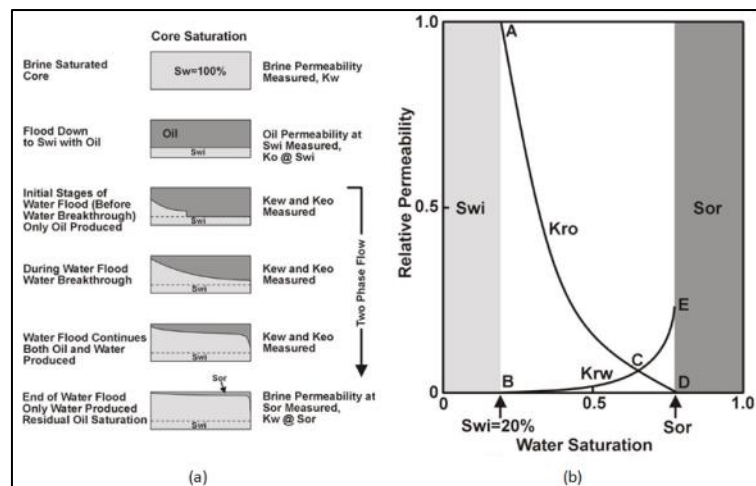


Figure 1.7 – Core fluid saturation distribution and obtained relative permeability curves during unsteady-state test [15]

However, the unsteady-state method has several considerations. Darcy's Law is not applicable for estimation of relative permeability values because steady state flow regime is not provided. Therefore, the Buckley-Leverett theory for linear fluid displacement, which requires many simplifying assumptions, will be applied for calculations. Besides, core plugs should have the similar wetting characteristics compared to the reservoir conditions. Combining all the above mentioned reasons, relative permeabilities estimated from the unsteady state method should be considered as qualitative.

1.2.2 Wireline-Log measurements

Several methods can be used to obtain the value of permeability from performed wireline logs. During the study two of them will be considered: classic empirical porosity-permeability correlations and Nuclear Magnetic Resonance log.

Usually *empirical porosity-permeability correlation* can be obtained from core and then applied to the estimated continuous value of effective porosity from standard logging complex. Moreover additional empirical correlations such as Timur, Tixier, Coates-Dumanoir, Wyllie-Rose can be used if irreducible water saturation is known. However, these empirical equations can be used only for a particular reservoir type, for which they were derived. Therefore, the classical porosity-permeability relationship and its variations, which can pay attention to the shaliness volume or facies distribution, are usually preferred during the petrophysical interpretation.

Besides, Nuclear Magnetic Resonance log can be used in order to determine the value of effective permeability. This technology develops rapidly and can provide the information about the pore structure, which is related to the absolute permeability.

The principle of measurement is the following [3]:

- the tool uses the gyromagnetic property of protons, for example hydrogen nuclei, which can behave as magnets, which can rotate around their axis;
- hydrogen nuclei are usually located in pore spaces, where water or hydrocarbons are presented;
- the first step, which should be performed in order to provide the correct NMR measurement, is to place the magnetic nuclei along a static magnetic field, see Figure 1.7;
- then after the magnetic field removal the protons return to the stable alignment;



Figure 1.7 Changing of the position of the nuclear spins in an external magnetic field

- after the performance of the above mentioned steps the NMR tool obtains longitudinal relaxation time T_1 and transverse relaxation time T_2 , which are then used in further interpretation, during which the porosity as well as pore-size information can be obtained;

– during the interpretation the values of permeability and the potentially producible porosity can be estimated. Producible porosity value can be described by the free-fluid index (FFI). The calculation of the free-fluid index is based on the assumption that the producible fluids are located in large pores, while the bound fluids are presented in small pores. The limit value $T_{2\text{cut-off}}$ represents the value below which bound fluids are presented and above which free fluids appear, see Figure 1.8.

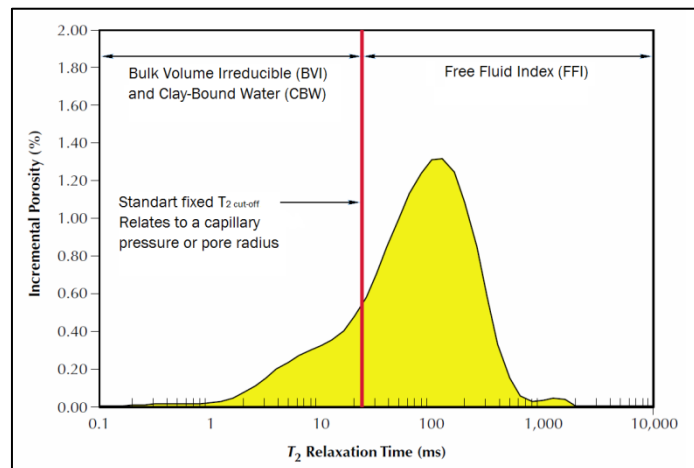


Figure 1.8 – T_2 distribution for identification of bound and free fluids

In order to estimate the value of permeability from NMR log, empirical models can be used. It should be assumed that permeability value increases when connected porosity value rises. Two most popular methods of NMR-permeability estimation are the free fluid model (Coates model) and SDR model.

On the one hand, the Coates model can be calibrated using core or possibly formation tester permeability. It should be mentioned that BVI value is not influenced by an additional liquid phase (oil or oil filtrates). This fact is very important for analysis of hydrocarbon-bearing formations. Besides, intervals with heavier oil saturation normally have very short T_2 values, which may be counted as BVI. In this situation the value of permeability can be probably underestimated.

On the other hand, experiments have shown that the SDR model gives the best results in 100 % water saturated zones. If oil or oil filtrates are presented the mean T_2 value turns to the bulk-liquid zone and estimation of permeability becomes uncertain.

It should be mentioned that, both models provide good correlation with permeability from laboratory data on core samples, saturated with brine.

1.2.3 Formation testers

During the sampling of reservoir fluids and measurement of formation pressure versus time through the whole reservoir interval, the effective permeability in the near wellbore area can be determined.

At the beginning, Repeat Formation Tester was introduced by Schlumberger in order to provide the above mentioned functions. A principle scheme of the RFT tool is presented in Figure 1.9.

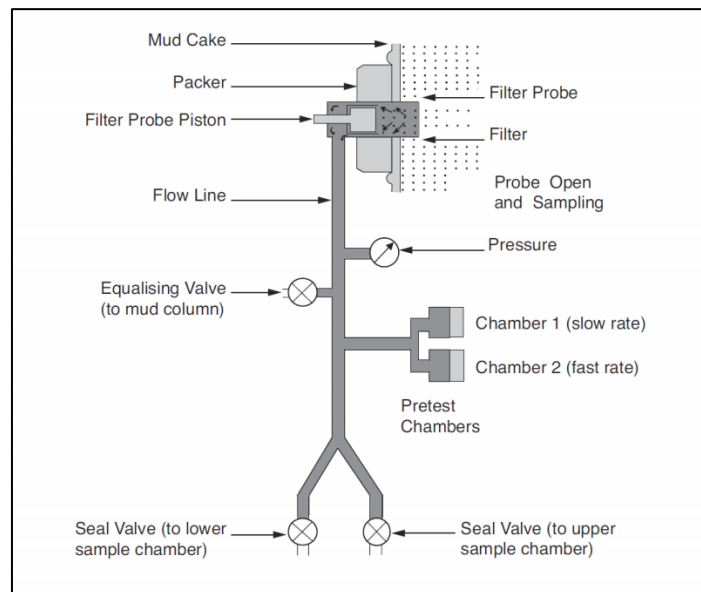


Figure 1.9 – RFT tool scheme

This tool has the following principle – RFT device is positioned near the mud cake, which provides flow of mud filtrate and some volume of formation fluids into the first chamber, where slow rate is presented. Then the second chamber is filled with high low rate. This fluid extraction is represented by drawdown and approximately spherical flow takes place near the probe tip [19]. Then build-up phase can be observed in the near wellbore area. A high-resolution transducer measures the pressure in the flow line which is transmitted to the surface and pictured as a log. It should be mentioned that for drawdown measurements hemispherical flow pattern can be observed. For subsequent build-up stage spherical flow pattern can be detected. For low-permeability formations the supercharging effect should be taken into account carefully.

Then, the Modular Dynamic Tester (MDT) tool was presented with a number of innovative features. It can be applied for [14]:

- formation pressures measurements and detection of fluid contacts;

- fluid sampling;
- permeability and permeability anisotropy measurement;
- mini-drill stem test as well as productivity estimation (mobility profiles);
- minifrac and stress testing, which can be performed in-situ.

In order to provide the above mentioned functions several modules are incorporated into the MDT tool. These are:

- electronic power module, which provides power for the tool;
- hydraulic power module, which delivers hydraulic power for setting and taking away the probe modules;
- single-probe module, see Figure 1.10.

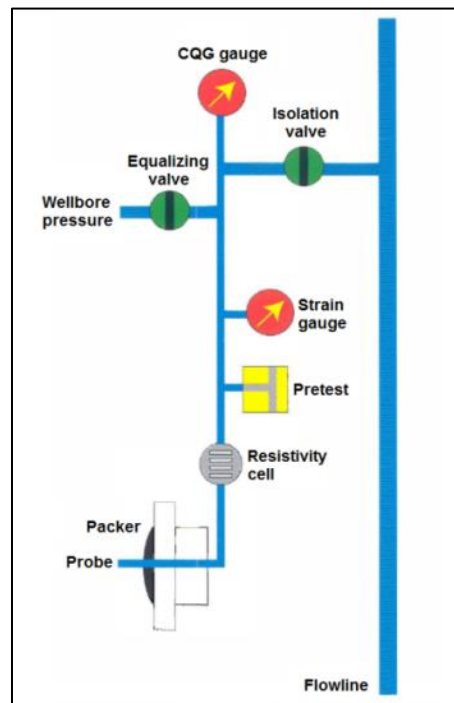


Figure 1.10 – Single-probe module for MDT-tool [1]

This module includes the probe assembly (packer, telescopic pistons), the pressure indicators, resistivity and temperature sensors as well as pretest chamber with volume, which is equal to 20 cm^3 . The values of actual flow rate and flowing pressure can be controlled from the surface in order to adjust to any test situation.

It is necessary to point out that in water-based mud environments the resistivity measurements help to distinguish between the flow of mud filtrate and formation fluids. Besides, the single probe module can be fitted with a number of probe options, which are suitable for

different sampling conditions such as for example low-permeability values or unconsolidated formations.

- dual-probe module consists of two probes, which are installed diametrically opposite one another. If this module is combined with the single-probe installation multiprobe system, which is capable of horizontal and vertical permeability estimation, can be formed, view Figure 1.11;

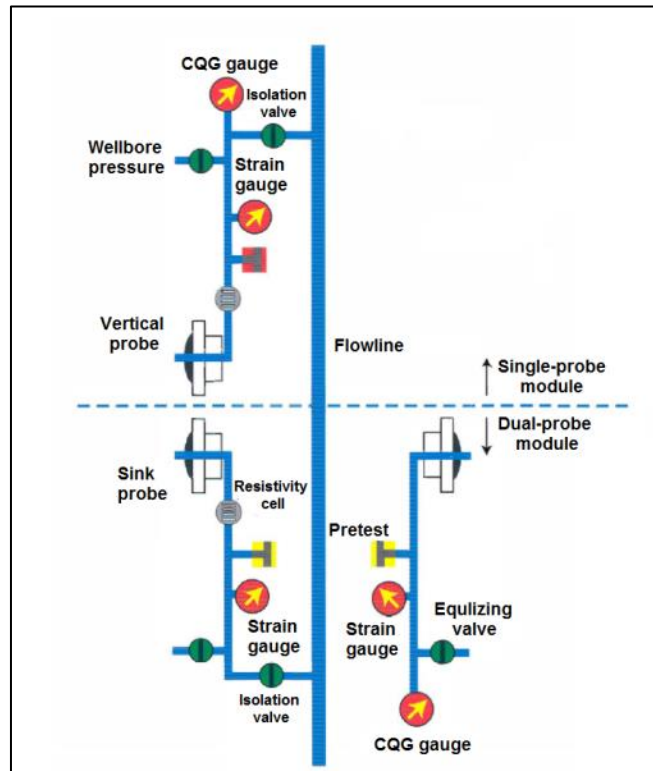


Figure 1.11 – Multiprobe MDT-tool configuration [1]

During the performance of typical test, provided by the dual-probe module, the sink probe draws the formation fluid at a planned rate while the vertical and horizontal probes measure the pressure level. These measurements may provide the determination of the near-wellbore permeability anisotropy.

- flow control module consists of 1-liter pretest chamber, which provides careful measurement of the fluid flow rate;

- dual-packer module, see Figure 1.12, includes two inflatable packer elements, that can isolate a borehole interval for testing and sampling, which provides access to the formation over a wall area. Therefore, the flow area is several thousand times larger comparing to the conventional probes;

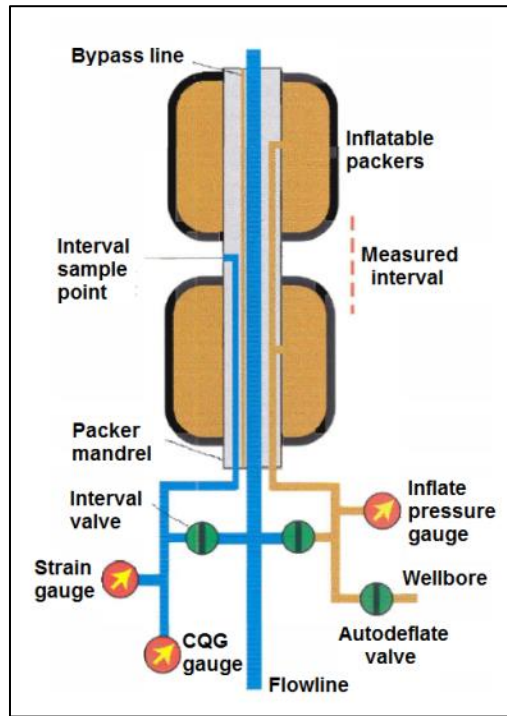


Figure 1.12 – Dual-packer module scheme [1]

- pump-out module allows pumping of mud filtrate from the formation to the borehole in order to take the representative samples of formation fluid;
- fluid analyzer module helps to indicate the fluid type by dint of optical analyzer tool, which consists of spectrometer and gas refractometer;
- multisample module allows collection of high-quality samples for PVT analysis.

Application of MDT-tool has several benefits. The tool provides the ability for testing and sampling in low-permeability, laminated, fractured and heterogeneous formations. Besides, the speed of measurements has been increased significantly. In addition downhole fluid differentiation has become possible by installation of the optical fluid analyzer. However, several additional considerations such as supercharging effect, improper planning of tests or probable economic benefit should be taken into account.

In order to reduce the costs of measurements but provide the same quality as MDT-tool, PressureXpress tool (XPT) was introduced by Schlumberger. This tool allows [11]:

- high-quality pressure and mobility measurements;
- pressure profiles, which can be used for combining of petrophysical, seismic and conventional log data. This may be helpful to develop a static reservoir model;
- detection of depleted zones in a wider mobility range etc.

Besides, XPT tool provides the measurements of reservoir pressure and mobility of reservoir fluid during the performance of basic logging complex. The tool contains the automatic indicator

which helps to measure the quality of performed tests based on the results of logging complex, which was obtained by dint of Platform Express tool.

The XPT tool has the following advantages:

- increased speed of survey;
- reduction of sticking risk (small outer diameter and smooth profile);
- limitation of economic expenditures etc.

The effective permeability estimation from formation testers can be based on the results of performed drawdown or subsequent build up tests. The process of estimation is presented below.

1. Drawdown permeability [11]

The analysis of the RFT pretest, during which drawdown can be observed, is based on the theory of spherical flow of a slightly compressible fluid, for example mud filtrate, in an isotropic homogeneous medium. It should be mentioned, that the highest pressure drop can be observed near the probe chamber. Besides, steady state conditions can be derived very quickly near the RFT probe. Effective permeability value can be obtained knowing the value of resulting draw-down pressure, which can be estimated as

$$\Delta p_{DD} = \frac{Cq\mu}{2\pi r_{pe}k_d}, \quad (1.7)$$

where Δp_{DD} – steady-state drawdown value, atm;

C – shape factor, fraction;

q – fluid flowrate, m³/s;

μ – viscosity of the mud filtrate, cP;

r_{pe} – effective probe radius, m;

k_d – spherical drawdown permeability, mD

The shape factor C equals 0.5 for spherical flow and 1 for hemispherical flow.

The drawdown permeability can be calculated as

$$k_d = \frac{Cq\mu}{2\pi r_{pe}}. \quad (1.8)$$

It should be mentioned that the effective permeability corresponds to the mud filtrate. Additionally, in the near wellbore zone, the formation parameters may have been changed due to the invasion processes of the drilling mud.

The main limitations of a pretest for permeability determination are [1]:

- the drawdown may be very small in formations with very high permeability with low fluid viscosity;

- in very low permeability formations the drawdown can reach very high values that may cause the saturation pressure to be reached;
- the radius of investigation is quite small, so the permeability measured is probably from the invaded zone, which is not a complete representation of the formation permeability;
- the mud cake may block the probe and, in addition, setting the probe may cause further formation damage.

2. Build-up permeability

Analysis of build up period has shown that the pressure propagation has the spherical tendency. Therefore, interpretation of build up tests will be based on the assumption, that spherical flow in an infinite homogeneous medium is presented, see Figure 1.13 [1]. However, this assumption is valid until the pressure wave reaches the impermeable barriers.

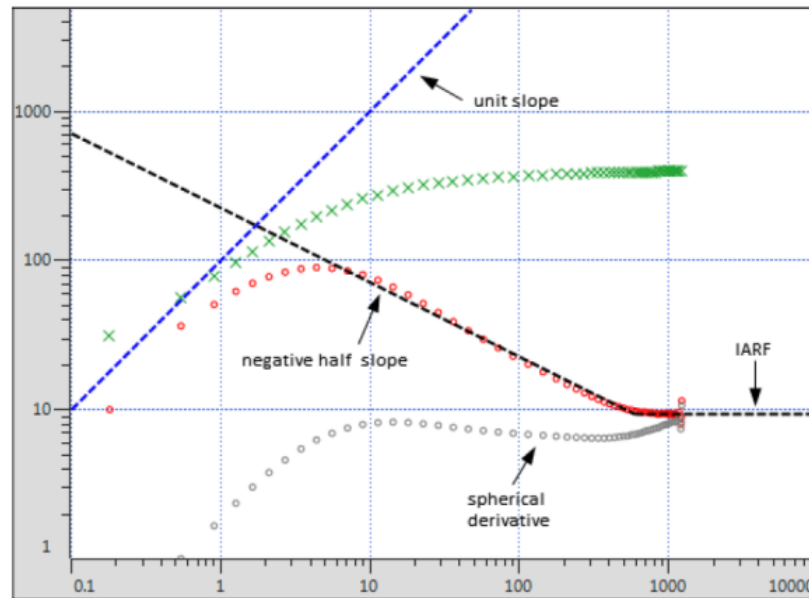


Figure 1.13 – Mini-DST log-log plot and its interpretation

Permeability from the build up test can be estimated as

$$k_b = \mu \left(\frac{q}{m} \right)^{2/3} (\phi c_t)^{1/3}, \quad (1.9)$$

where μ – viscosity of the fluid, cP;

ϕ – porosity, fraction;

c_t – total compressibility, MPa^{-1} ;

m – derivative factor.

1.2.4 Well test permeability

Permeability value, which can be obtained from classic well test interpretation, is effective. The build up test is more preferable than drawdown test since the flow rate is constant while the well is shut in. During the build up test performance the pressure versus time is measured continuously from the moment of well shut in. Then the log-log as well as semilog plot is constructed in order to highlight the time of radial flow (Derivative plateau) and estimate the permeability value on the observed radius of investigation.

1.3 Relationships among the techniques

In order to perform correct calibration and prediction of permeability values it will be necessary to compare the various sources of its estimation using the following factors:

- scale of measurements;
- measurement environment;
- physical principles.

The above mentioned factors are considered below.

1. Scale factor

Microscopic scale can be observed for pores and sand grains. Macroscopic scale can be described by means of core samples. Megascopic scale is represented by grid blocks of simulation model or wireline-log measurements. Gigascopic scale is presented by well test results. The above mentioned considerations are represented by Figure 1.14.

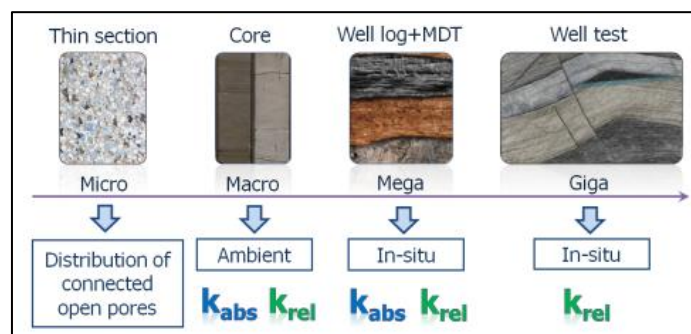


Figure 1.14 – Scale considerations for various permeability measurement techniques

2. Environment and physics

The measurement environment and physical conditions for different permeability measurement methods are presented in Table 1.1.

Table 1.1 – Factors influencing permeability measurements [28]

Technique	Scale	Environment and Physics			
		Pressure and Temperature	Saturation	Method	Quantity
Core Absolute Relative	Macroscopic	Ambient Ambient	Absolute Relative	Direct Direct	Permeability Permeability
Well-log k- ϕ NMR RFT Pretest Superflow	Megascopic	In-situ In-situ In-situ In-situ In-situ	Absolute Absolute Absolute Relative	Indirect Indirect Direct Direct	Permeability Permeability Conductivity Conductivity
Well-test Short Classic	Gigascopic	In-situ In-situ In-situ	Relative Relative Relative	Direct Direct Direct	Conductivity Conductivity Conductivity

As can be stated from the table the transient well test provides measurement of conductivity at truly in-situ conditions. Most part of wireline logging provides estimation of absolute value of permeability using the empirical correlations. Formation testers however can help to estimate the continuous value of effective permeability along the wellbore interval. Most core analysis are performed at standard ambient conditions, during which in-situ stress as well as saturation and temperature values may be simulated correctly.

Consequently, it can be observed that correct comparison and correlation of permeability values, which can be received from different sources, should be based on both understanding of measurement physics and the type of estimated permeability.

In order to prepare the solution to the problem of continuous permeability estimation the various information sources were investigated and the existing Russian and world experience was analyzed during the careful reading of the available thesis researches and SPE papers.

Firstly, it was indicated that the problem of permeability interrelationships was raised by Usman Ahmed and Steven Crary in the SPE paper [22] in 1991. Authors have presented the logical analysis of various permeability estimation techniques. It was obtained that core, log and well-test permeabilities are influenced by three important factors: measurement scale, environment and physical principles. It was estimated that correct integration of the available input information using the three important factors enhances correlation between the various techniques.

Secondly, during the further investigation it was obtained that there are three main groups of methods, which can be possibly used for the estimation of continuous effective permeability from well logs, based on the available core and formation tester data. These are:

- calibration of NMR-log on well formation tester;

- estimation of the hydraulic flow unit permeability, which will combine multiscale facies and flow units;
- adjustment of log permeability on special core analysis data (SCAL).

The first path was considered by Ahmed Al-Harbi, Alain Gringarten and Ridvan Akkurt in their SPE paper [21] in 2007. They have investigated the possibility of calibrating the static values of permeability, obtained from NMR-log, with the dynamic parameters, estimated from the formation testers.

The authors have presented the following methodology [21]:

1. Core data were converted into the reservoir conditions with application of correction for Klinkenberg and overburden effects. Then core-log depth matching was performed.
2. Permeability from NMR-log was estimated with help of Coates and SDR models.
3. During the interpretation of formation testers data build up as well as draw down test were analyzed with help of type curve matching and straight curve technique in order to estimate the continuous effective permeability value.
4. NMR permeabilities were averaged and upscaled to the vertical scale equivalent to the formation testers. Then NMR-permeabilities were calibrated with available formation tester data and compared with drill stem tests.

Scientists have presented a great systematic approach, which may be helpful for calibrating the NMR-permeability on formation tester data. Besides, it was detected that the obtained continuous permeabilities match drill stem test data as satisfactory as the NMR-permeabilities, which were calibrated using core data. In addition, combination of NMR and well formation testers can provide the determination of reliable permeability values, which can be used in further field modelling.

However, it should be taken into account that the performance of NMR-logging operations cannot be done in each well due to the high costs of this type of operations. Moreover, the results, obtained during the NMR-log interpretation, should be considered carefully. Incorrect definition of $T_{2\text{cut-off}}$ value or improper core-log calibration may lead to under- or overestimation of permeability values, which may affect further calibration with formation tester measurements.

The second path was also taken into account by several researches. For example, Fethi Elarouci and Nabil Mokrani tried to integrate the permeability values from several sources using the hydraulic flow unit method [25] in 2010. During the study, the authors have determined the porosity-permeability interrelationships based on the facies distribution. Then they have also identified the available Hydraulic Flow Units. After that the synthetic permeability curve was generated, which provided the computation of the effective flowing thickness. Then the received

permeability values were compared with the drill stem test results, which were received after the interpretation of the available pressure data.

It can be conducted that researches have presented good and clear algorithm for the continuous effective permeability definition by linking between Facies Units and Hydraulic Flow Units. Moreover, these results can be used for the further geological modelling since the connection between geology and filtration processes have been found.

However, the classic determination of Hydraulic Flow Units may become complex in case of complicated depositional environment, where it may not be possible to distinguish between two quite similar facies zones. Besides, the application of wide ranges of equations, which will describe each Hydraulic Flow Unit, for geological as well as simulation modelling may become quite difficult to implement comparing to the classical porosity-permeability relationship.

The third path was analyzed by Khabarov Aleksey from Salym Petroleum Development Company in his Research Thesis [32] in 2010. He had prepared the method of interactive petrophysical modelling for the undersaturated oil interval, which helped to update the permeability prediction algorithm in order to receive more exact production parameters such as water cut and productivity. During the study of the available core data the author has updated the empirical Timur equation for permeability estimation. He has classified core absolute permeability values based on the waterholding capacity. Then the equation for calibration of absolute gas permeability to relative permeability to water is derived from the relative permeability curves. After that the calculation of of water cut values using the relative permeability curves, approximated by Corey-function, was performed. Then the results were compared with MDT tests.

Author has shown quite good method for updating the absolute permeability on its field values. However, the accent was displaced to the water cut and productivity estimation due to the fact that the target oilfield was referred to the mature field type.

In addition it should be mentioned that some authors have tried to calibrate core and log permeability with formation tester data by using the non-linear regression and machine learning [32]. These methods can provide excellent results if the methodology of interpretation is clearly stated. Otherwise, the obtained results cannot be adequate since the clear interpretation algorithm have not been developed.

Taking the above mentioned facts into account it can be agreed that the available solutions to the problem of multiscale permeability calibration have the advantages and disadvantages. It should be highlighted that the great ideas from the above described solution paths have been summarized and applied in the current master's thesis.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Б находится в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на юго-западе Гыданского полуострова и приурочено к Мессояхской низменности, долине реки Мессояха. В административном отношении рассматриваемый проект расположен на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области [24].

Вблизи рассматриваемой территории находятся населенные пункты: п. Антипаюта и п. Тазовский, расположенные соответственно в 148 км на северо-запад и 146 км на юг от месторождения. Ближайший крупный населенный пункт – г. Новый Уренгой – расположен приблизительно в 300 км на юг от месторождения Б. Месторождение Б является одним из крупнейших месторождений по запасам нефти и газового конденсата полуострова Гыдан. Данный участок недр является участком недр федерального значения.

2.2 Геологическое строение месторождения

2.2.1 Стратиграфия

Согласно схеме фациального районирования меловых отложений Западной Сибири, месторождение Б расположено в северной части Тазовско-Уренгойского подрайона, рисунок 2.1. По материалам сейсморазведки отложения мезозойско – кайнозойского осадочного чехла в пределах площади имеют мощность 5.8–8.2 км и подстилаются мощной – порядка 8 км – толщей пород палеозойского промежуточного структурного этажа, залегающего непосредственно на кристаллических образованиях фундамента. Породы складчатого фундамента на рассматриваемой площади скважинами не вскрыты. Глубина залегания складчатого основания по данным сейсморазведки составляет 12–18 км.

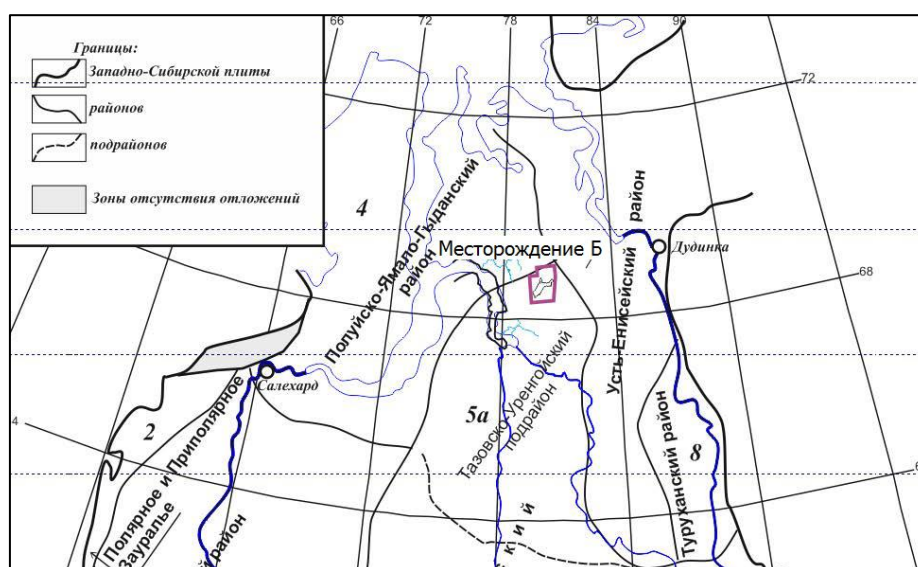


Рисунок 2.1 – Схема фациального районирования с расположением изучаемого месторождения

Продуктивные отложения изучаемого пласта ПК₁₋₃ на месторождении выделены в кровельной части песчаных отложений покурской свиты (уватский горизонт, сеноманский ярус). Отличительной особенностью отложений покурской свиты является сложность, и неоднозначность корреляции отдельных пластов ввиду отсутствия выдержанных по простиранию реперных границ внутри интервала свиты, что связано с преимущественно континентальными условиями формирования слагающих свиту отложений.

2.2.2 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Б расположено в пределах субрегиональной структуры Мессояхской гряды, в центральной ее части, в своде структуры II порядка – Среднемессояхского вала и приурочены к одноименным поднятиям. Среднемессояхский вал занимает центральное положение на Мессояхской гряде. Имеет протяженность около 140 км при ширине 25–40 км, амплитуду от 360 до 1170 м. Имеет дугообразную форму, обращенную выпуклостью на юг, где осложнен Центрально-Мессояхским структурным носом. Состоит из двух крупных поднятий, осложненных множеством локальных пликативных и дизъюнктивных структур различной формы и конфигурации. Грабеновые структуры ограничены зонами дезинтеграции, состоящих из серий сближенных разломов, круто наклоненных к центру структуры. С глубиной они сближаются с образованием «корневых» разломов сбросового характера. Месторождение Б

нарушено серией крупных и небольших разломов, которые контролируют большинство его залежей. Расположение разломов представлено на рисунке 2.2.

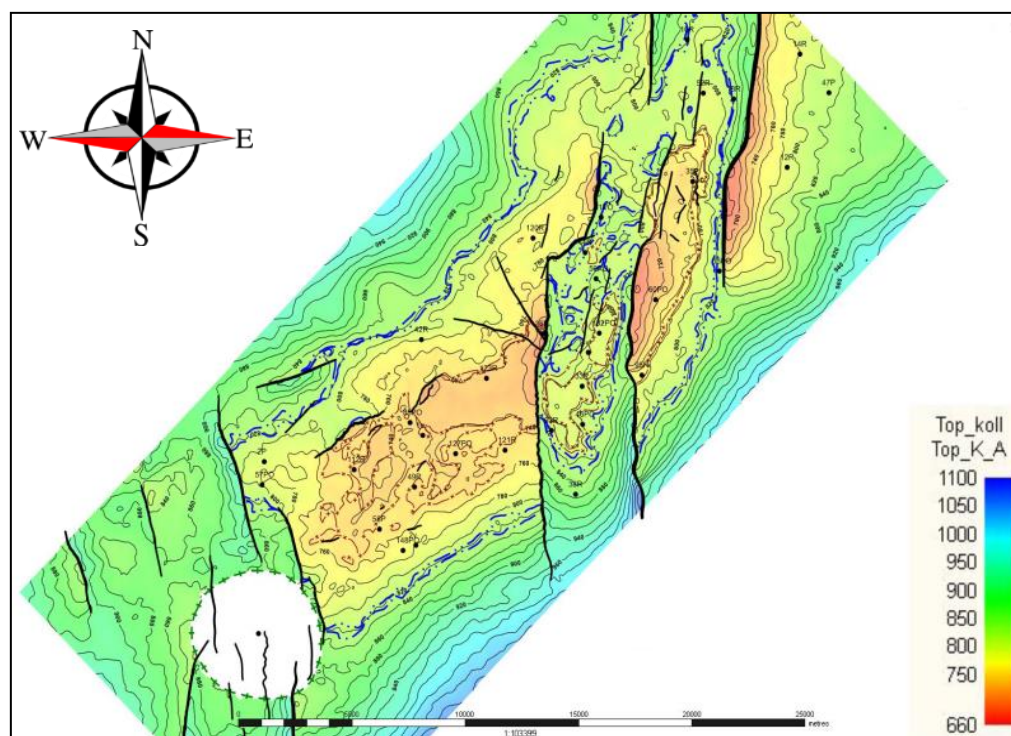


Рисунок 2.2 – Карта кровли продуктивного пласта изучаемого месторождения с нанесенными разломами

2.2.3 Нефтегазоносность

В кровле сеноманских отложений под региональной глинистой покрывкой туронского возраста (кузнецовская свита), в группе продуктивных пластов ПК₁₋₃ открыта газонефтяные, нефтяные и нефтегазовые залежи, в которых сосредоточены основные запасы месторождения. Залежи пласта ПК₁₋₃ являются массивными, литологически и тектонически экранированными, залегают в сложно переслаивающейся толще высокопористых песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты (сеноман). Эффективная толщина пласта от 95 м до 121 м, эффективная нефтегазонасыщенная толщина от 5 м до 67 м. Залежь разделена разрывными нарушениями экранирующего типа на 16 блоков, см. рисунок 2.3. ВНК и ГНК в блоках определены на основании анализа ГИС, результатов испытаний и геологического моделирования.

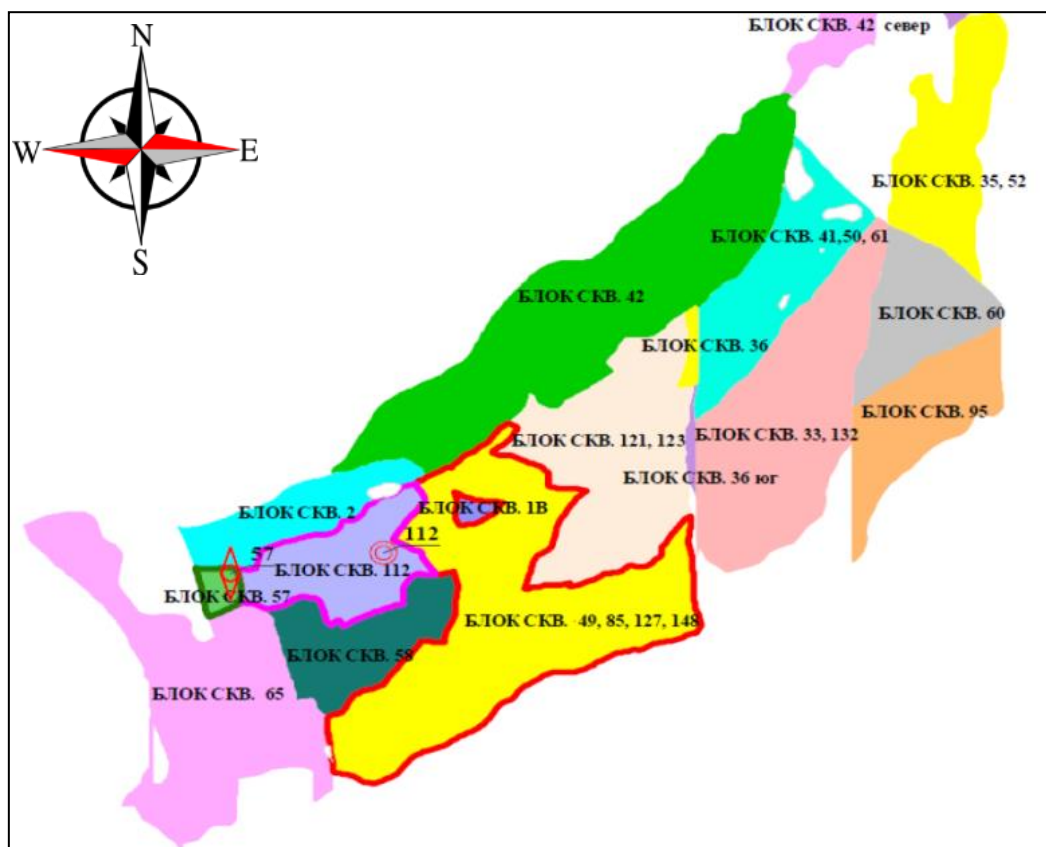
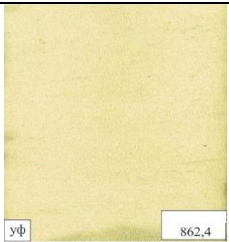


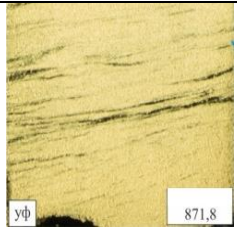
Рисунок 2.3 – Расположение блоков на месторождении Б

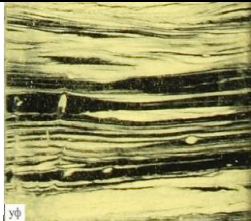
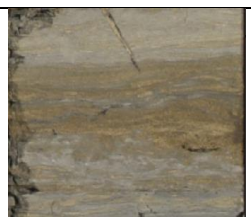
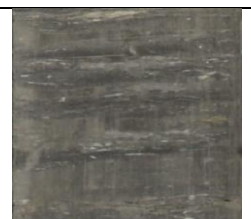
2.2.4 Особенности обстановки осадонакопления

Согласно проектному документу, предоставленному компанией-спонсором, в периметре залежи пласта ПК₁₋₃ месторождения Б было пробурено с 24 скважины с отбором керна, с помощью которого определялись условия формирования целевого интервала. Согласно данным керна с учетом характерных структурных и текстурных особенностей, различных включений, выделены четырнадцать основных литотипов, которые представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Литотипы, выделенные в интервале ПК₁₋₃

№ п/п	Литотипы	Название литотипов	Изображение
1	П	Массивный песчаник	

Продолжение таблицы 2.1			
2	П и	Песчаник с интракластами	
3	П г	Горизонтально-слоистый песчаник	
4	П к	Косослоистый песчаник	
5	П м/с	Песчаник с текстурами ряби течения/волнения	
6	П л-в/с	Песчаник с линзовидно-волнистой слоистостью	
7	П в/с	Песчаник с волнистой слоистостью	
8	А м	Массивный алевролит	

Окончание таблицы 2.1			
9	А г/с	Горизонтально-слоистый алевролит	
10	А в/с	Алевролит с волнистой слоистостью	
11	А л/с	Алевролит с линзовидной слоистостью	
12	Аг	Массивный аргиллит	
13	Аг л/с	Линзовидно-слоистый аргиллит	
14	Аг уг	Углисто-глинистая порода	

Так же по данным керн было выделено шесть основных ассоциаций фаций, описание которых представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Ассоциации фаций, выделяемые в пласте ПК₁₋₃

№ п/п	Ассоциации фаций	Описание
1	Открыто морская	Включает фации мелководно-морского шельфа, связана преимущественно с глинистыми отложениями, образующимися в гидродинамически спокойной обстановке, является покрывкой для пласта ПК ₁₋₃
2	Приливно-отливных отмелей	Включает в себя отложения смешанной и глинистой отмели, маломощные отложения приливно-отливных каналов и фацию предфронтальной зоны пляжа. Характеризуется как плохой коллектор с пониженным значением коэффициента песчаности (0.18 – 0.77) и высокой долей расчлененности за счет частого чередования тонкого материала смешанной и глинистой приливно-отливных отмелей. Наблюдается тенденция уменьшения зернистости вверх по разрезу, часто с единичными маломощными пиками увеличения зернистости в кровле, связанными с отложениями предфронтальной зоны пляжа. Кривые α ПС и ГК характеризуются наличием изрезанной боковой линии, свидетельствующей о частом чередовании песчаных и глинистых пропластков, значения α ПС варьируют в диапазоне 0.11-0.42 с редкими маломощными пиками α ПС больше 0,4, связанными с отложениями побочных приливно-отливных каналов
3	Приливных гряд/каналов	Включает в себя отложения песчаных отмелей и мощных приливно-отливных каналов. По сравнению с фациями приливно-отливной отмели характеризуется более однородным распределением свойств коллектора внутри фации, низким значением расчлененности и высоким значением коэффициента песчаности (0.51 – 1). Свойства могут локально ухудшаться за счет карбонатного цемента и активной биотурбации осадков. Форма кривых характеризуется как треугольная или колокольная с ровной боковой линией и наклонными кровельной и/или подошвенной линиями. Значения α ПС повышенные, варьируют в диапазоне 0.37-0.65, где наибольшее значение α ПС в пределах электрофации за счет отложений каналов
4	Внутридельтовых заливов /временно заливаемых участков пойм	Образована преимущественно одноименной фацией внутридельтовых заливов/временно заливаемых участков пойм, фациями болот, озёр, маломощных конусов прорыва. Представляет собой преимущественно глинистые отложения с редкими разобщенными линзовидными песчаными телами, обладающими плохими коллекторскими свойствами, коэффициент песчаности низкий и варьирует в диапазоне 0-0.38 (среднее значение 0.09). Кривые АПС и ГК имеют пилообразную форму, значения α ПС пониженные и варьируются от 0.01 до 0.48 для внутридельтовых заливов и от 0.02 до 0.33 для временно заливаемых участков пойм

Продолжение таблицы 2.2		
5	Краевой части дельтовых каналов / краевой части пояса меандрирования	Включает в себя отложения внутридельтовых заливов, пойм, конусов прорыва, болот, озер и отложения дельтовых каналов или аккреционного комплекса меандрирования. Принципиальное отличие от фаций центральной части дельтового канала/центральной части пояса меандрирования - преобладание глинистых отложений заливов и пойм над песчаными отложениями. Песчаные фации дельтовых каналов и аккреционных комплексов являются коллекторами хорошего и среднего качества, но могут представлять собой отдельные линзы на фоне глинистого материала или содержать локальные глинистые перемычки, разделяющие песчаные пропластки между собой. Для краевой части дельтовых каналов/ пояса меандрирования характерны как низкие, так и относительно высокие значения коэффициента песчаности 0.28-0,85 и 0.21 – 0.87 (среднее значение 0.57 и 0.61) и различная степень расчленённости, увеличивающаяся с преобладанием отложений пойм и заливов. Форма кривых ПС и ГК имеет изрезанный характер за счет разделения различных аномалий, соответствующих песчаным телам, перемычками неколлектора. Песчаные тела отображаются различными способами: аномалии колокольной, треугольной и прямоугольной формы
6	Центральной части дельтовых каналов/центральной части пояса меандрирования	Образована преимущественно отложениями дельтовых каналов/аккреционных комплексов и временно заливаемых участков пойм или внутридельтовых заливов, но отличается от фаций краевой части дельтовых каналов/ пояса меандрирования существенно более песчаным разрезом (диапазон песчаности 0.46 – 1 и 0.62 – 1 для центральной части дельтовых каналов и пояса меандрирования соответственно). Коллекторские свойства среднего и хорошего качества за счет вертикально состыкованных отложений песчаного заполнения дельтовых каналов или аккреционных комплексов. Песчаные отложения дельтовых каналов/аккреционных комплексов настолько перемыты и сливаются в единые песчаные тела, что глинистые пропластки внутри них практически отсутствуют. Фации внутридельтовых заливов/пойм, конусов прорыва (конусов выноса промоин), болот и прирусловых валов могут встречаться, но уже в подчиненном значении. Кривые ПС и ГК имеет, как правило, прямоугольную форму, редко встречается колокольная форма кривых с характерным уменьшением зернистости вверх по разрезу. Значения АПС варьируют от 0.43 до 0.86 для центральной части дельтового канала и от 0.52 до 0.90 для центральной части пояса меандрирования. В целом, фации центральной части дельтовых каналов/пояса меандрирования представлены более мощными песчаными телами

Для понимания распределения фильтрационных потоков в сложной по геологическому строению структуре пласта на основе комплексного анализа региональных данных, данных керна, каротажа, сеймики, привлечения аналогов построена концептуальная седиментологическая модель пласта ПК1-3. Определено, что пласт представляет собой систему речных каналов, в разной степени протяженных, изолированных либо связанных по площади и разрезу. Для оценки влияния постседиментационных процессов на характеристики пласта на основе анализа литолого-минералогического состава керновых образцов детализированы основные седиментационные процессы формирования осадков, относящиеся большей части к гидродинамике речных систем.

В целом для интервала ПК₁₋₃ характерен тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу и увеличение влияния моря к кровле интервала. В интервале пласта ПК₁₋₃ выделено три части: циклиты А, В, С (рисунок 2.4, 2.5). Предположительно отложения начали формироваться за счет деятельности мощной системы меандрирующей реки, наблюдаемой в интервале циклита С. Затем меандрирующая система сменяется на обстановку дельтовой равнины, что диагностируется в интервале циклита В. Кровельная часть пласта (интервал циклита А) представляет собой фронтальную часть дельты. При этом, если в интервале циклита В в дельте преобладают флювиальные процессы (влияние континента), то моменту образования отложений циклита А доминирующая роль переходит к приливно-отливным процессам – влияние моря (рисунок 2.6).

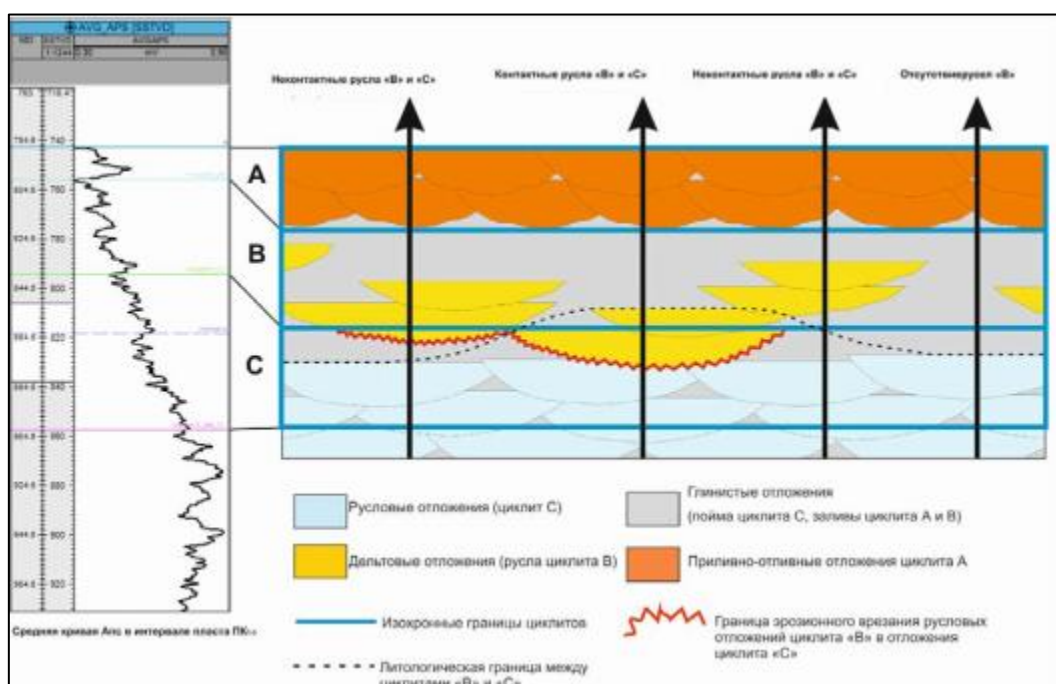


Рисунок 2.4 – Схематическая корреляция для пласта ПК₁₋₃

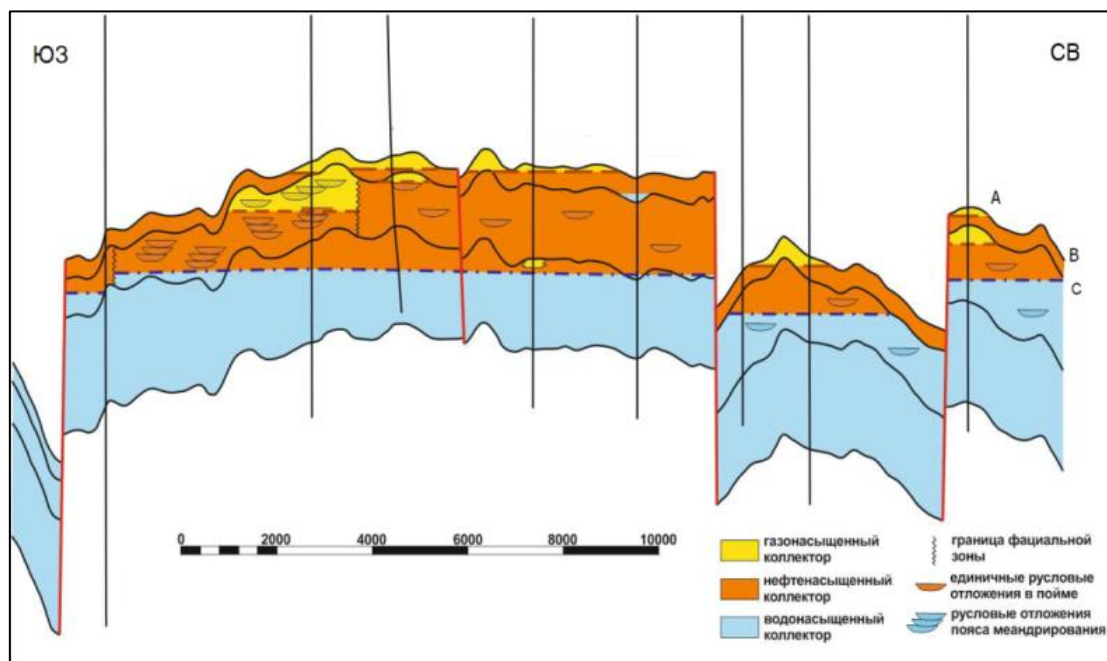


Рисунок 2.5 – Схематичный разрез пласта ПК₁₋₃

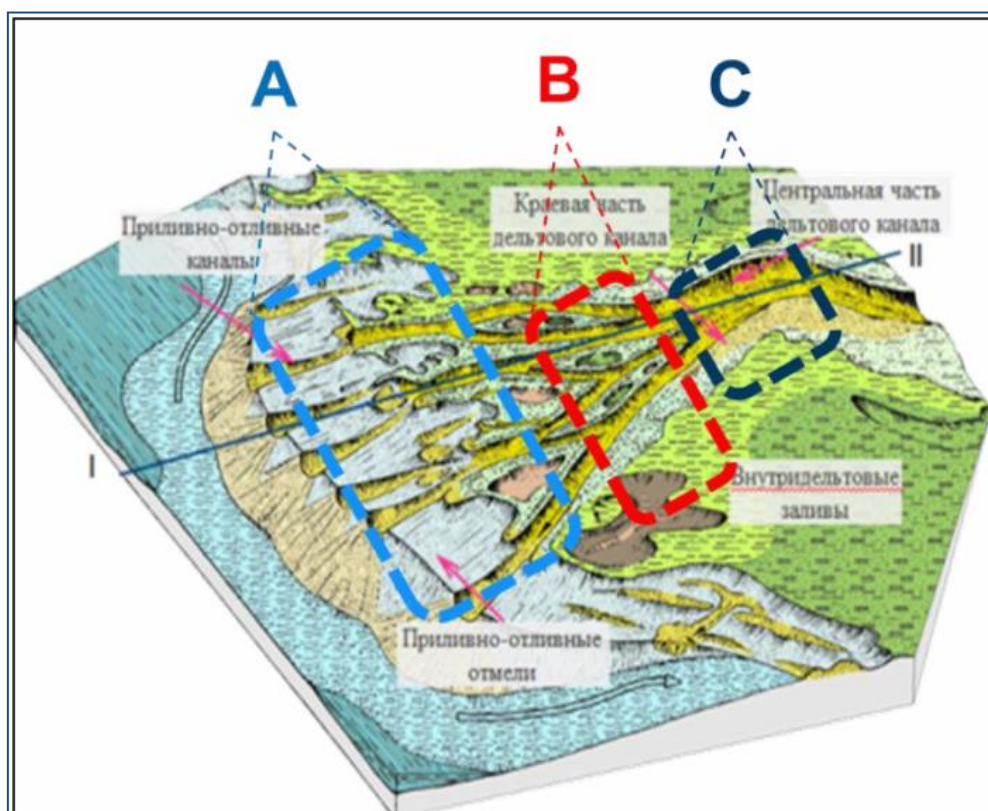
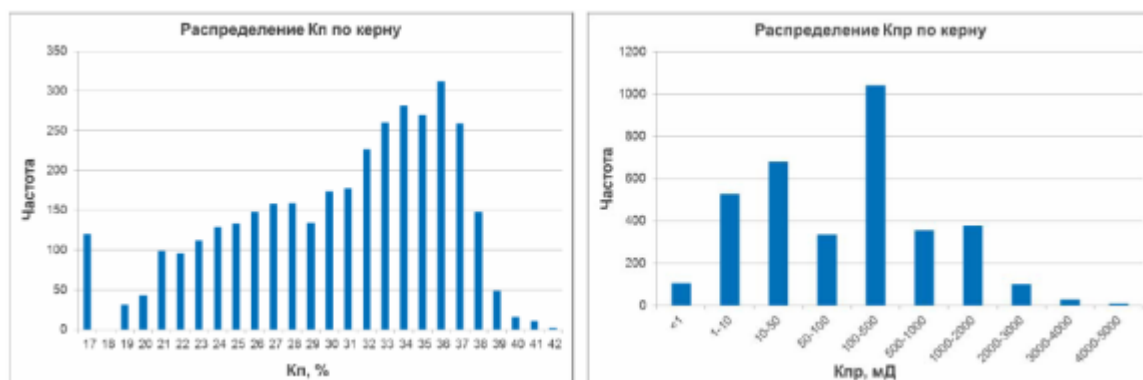


Рисунок 2.6 – Концептуальная схема формирования пласта ПК₁₋₃

2.3 Основные сведения о петрофизической модели пласта ПК₁₋₃

Стоит отметить, что пластами коллекторами на месторождении Б являются песчано-алевролитовые разности пласта ПК₁₋₃. Распределение пористости и проницаемости имеет бимодально (рисунок 2.7). Наиболее вероятные значения коэффициента пористости лежат в интервале 31-37% и 25-28%. По проницаемости 100-500 мД и 10-50 мД.



а)

б)

Рисунок 2.7 – Распределение фильтрационно-емкостных свойств пласта ПК₁₋₃

На основе рентгеноструктурного анализа керна по скважинам выделены различные типы глин (рисунок 2.8). В составе глин изучаемого месторождения входят каолинит, хлорит, гидрослюда, монтмориллонит и смешанные глинистые минералы (ССО) присутствуют примерно в равном объеме. Немаловажный факт, что ССО преимущественно имеют объём набухающей фазы более 20%.

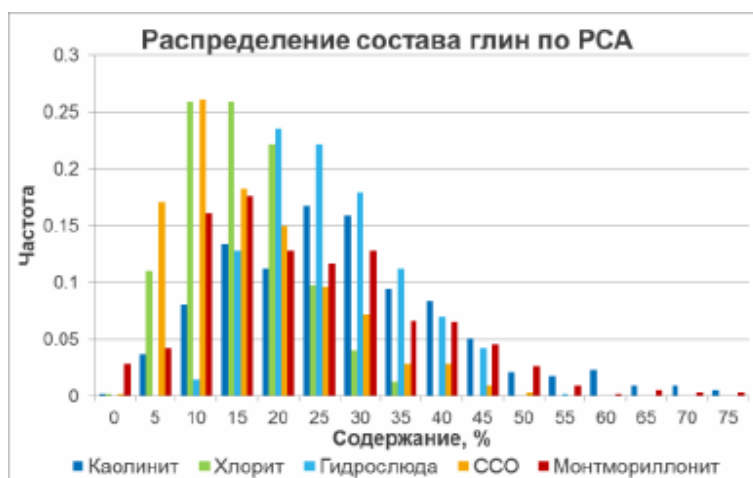


Рисунок 2.8 – Распределение состава глин по рентгено-структурного анализа

В целом изучаемый пласт коллектор имеет следующие петрофизические свойства, смотри Таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Основные петрофизические свойства изучаемого месторождения

Параметр	Значение
Литология	Песчано-алевритовые разности
Средняя глубина залегания кровли пласта, м	789
Средняя эффективная толщина, м	62.8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	16.4
Средняя газонасыщенная толщина, м	13.2
Коэффициент песчанистости, %	60 (Граничное значение=33)
Коэффициент пористости, %	25-37 (Граничное значение=23.1)
Коэффициент проницаемости, мД	10-2000 (Граничное значение=3.3)
Коэффициент нефтенасыщенности, %	55-80 (~65)
Коэффициент газонасыщенности, %	60-80 (~62)

2.4 Сведения о PVT-свойствах пласта

Согласно предоставленным данным, месторождение Б является нефтегазоконденсатным. Скважины вскрывают как чисто нефтяные, так и нефтегазовые и газонефтяные залежи. Начальное пластовое давление равно давлению насыщения и варьируется в пределах от 7.58-8.45 МПа. Температура пласта равна 16 градусам. Уровень ВНК различен для разных блоков и варьируется в пределах от 803.3-862.1 метров.

Нефть пласта ПК₁₋₃ является малосернистой, малопарафинистой, смолистой. Осредненная величина динамической вязкости пластовой нефти, по результатам лабораторных исследований представительных проб, принята 104 мПа·с.

Нефть пласта ПК₁₋₃ Мессояхского месторождения согласно международной классификации относится к тяжелой (битуминозной - согласно классификации принятой в РФ) и высоковязкой. Основные свойства пластовых флюидов изучаемого месторождения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Свойства пластовых флюидов изучаемого месторождения

Параметр		Значение
Тип флюида		Нефть
Плотность, кг/м ³	Пластовые условия	920-923
	Стандартные условия	945
Вязкость, сП	Пластовые условия	103.2-113.99
	Стандартные условия	249.7
Сжимаемость, МПа·10 ⁻⁴		5.44-5.55
Газосодержание, ст. м ³ / ст. м ³		26.69-29.69
Объемный коэффициент, пл. м ³ / ст. м ³		1.045-1.047
Тип флюида		Вода
Плотность, кг/м ³	Пластовые условия	1011
	Стандартные условия	1011
Вязкость, сП	Пластовые условия	1.11
	Стандартные условия	1.13
Продолжение таблицы 2.4		
Сжимаемость, МПа·10 ⁻⁴		5.1
Тип флюида		Газ
Плотность, кг/м ³		674

3 МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1 Анализ исходных данных

Для решения задачи исследования были использованы исходные данные по исследуемому месторождению, которые были предоставлены компанией-спонсором, а именно:

- геологическая информация по месторождению, в том числе сведения о геологическом и тектоническом строении, описание и фотографии керна;
- петрофизические данные, которые включали базу данных по основным фильтрационно-емкостным свойствам пласта, набор кривых геофизических исследований скважин, основные алгоритмы интерпретации, применяемые на месторождении Б;

– информация о свойствах пластовых флюидов, результаты специальных исследований керн (кривые относительных фазовых проницаемостей, данные о смачиваемости образцов и т.д.), сведения о проведенных испытаниях пласта (исследования MDT/XPT).

В ходе работы над проектом было проанализировано четырнадцать скважин, в которых имелись данные по специальным исследованиям керн. Так же было рассмотрено порядка двадцати скважин, в которых были проведены опробования изучаемого пласта. Следует отметить, что стандартный комплекс ГИС был проведен во всех изучаемых скважинах. В целом набор исходных данных можно назвать достаточным и репрезентативным.

3.2 Разработка методики исследований

В ходе совместного анализа предоставленных исходных данных и передового опыта по решению задачи адаптации проницаемости по керну и ГИС на данные пластоиспытателей, был разработан следующая методика интерпретации:

1. Интерпретация кривых ГИС. Расчет значений абсолютной проницаемости, получаемой по данным ГИС, с помощью уточненной зависимости с учетом пористости и объемной глинистости.

2. Уточнение связей между абсолютной проницаемостью по газу и фазовыми проницаемостями по нефти при остаточной водонасыщенности и по воде при остаточной нефтенасыщенности по данным кривых относительных фазовых проницаемостей.

3. Аппроксимация кривых относительных фазовых проницаемостей с помощью функций Кори с учетом геологического строения изучаемого пласта-коллектора.

4. Расчет значений фазовых проницаемостей по нефти и воде при текущей водонасыщенности по ГИС. Определение значений подвижности с использованием данных PVT-исследований.

5. Сравнение полученных значений проницаемости и подвижности с результатами, полученными в ходе опробования исследуемого пласта-коллектора. Выявление причин несовпадения результатов.

6. Корректировка методики интерпретации. Выводы.

Рассмотрим каждый из вышеперечисленных пунктов более подробно.

3.3 Интерпретация кривых геофизических исследований скважин

Интерпретация кривых ГИС проводилась по утвержденным в компании зависимостям, характеризующим пласты ПК₁₋₃ исследуемого месторождения. Интерпретация была проведена в программном комплексе TechLog 2012 компании Schlumberger для шестнадцати скважин со стандартным комплексом ГИС, восемь из которых являлись кернавыми. Так же во всех перечисленных скважинах был проведен комплекс по опробованию пласта-коллектора MDT/XPT.

3.3.1 Оценка коэффициента объемной глинистости

Перед построением связей “кern-ГИС” массовая глинистость была переведена в объёмную с учётом потери HCL

$$V_{sh} = C_{sh} \cdot (1 - \phi) \cdot (1 - K_{HCL}), \quad (3.1)$$

где V_{sh} – коэффициент объемной глинистости, доли единиц;

C_{sh} – коэффициент массовой глинистости, доли единиц;

ϕ – открытая пористость по керну, доли единиц;

K_{HCL} – коэффициент потери за счет применения соляной кислоты, доли единиц.

Оценка глинистости базировалась на расчёте коэффициента глинистости через общее водородосодержание (W) и плотность ($RHOB$), которые имелись в наличии во всех проанализированных скважинах. Для оценки была использована следующая формула

$$V_{sh} = \frac{X_1 - X_0}{X_2 - X_0}, \quad (3.2)$$

где параметры X_0 , X_1 и X_2 вычислялись согласно выражениям

$$X_0 = W_{ma}, \quad (3.3)$$

$$X_1 = W + M \cdot (\sigma_{ma} - \sigma), \quad (3.4)$$

$$X_2 = W_{sh} + M \cdot (\sigma_{ma} - \sigma_{sh}), \quad (3.5)$$

$$M = \frac{W_{fl} - W_{ma}}{\sigma_{fl} - \sigma_{ma}}, \quad (3.6)$$

где W_{ma} – водородосодержание в матрице, равное $W_{ma} = 0\%$;

W_{sh} – водородосодержание в чистых глинах, равное $W_{sh} = 40\%$;

W_{fl} – водородосодержание в фильтрате бурового раствора, равное $W_{fl} = 100\%$;

σ_{ma} – плотность матрицы, равная $\sigma_{ma} = 2.55 \text{ г/см}^3$;

σ_{sh} – плотность глин, равная $\sigma_{sh} = 2.7 \text{ г/см}^3$;

σ_{fl} – плотность фильтрата бурового раствора, $\sigma_{fl} = 1.05 \text{ г/см}^3$.

Пример сопоставления значений глинистости по керну и каротажу приведен на кросс-плоте для скважины В1, см. рисунок 3.1. Также результаты расчета представлены на графическом планшете, см. Приложение 1.

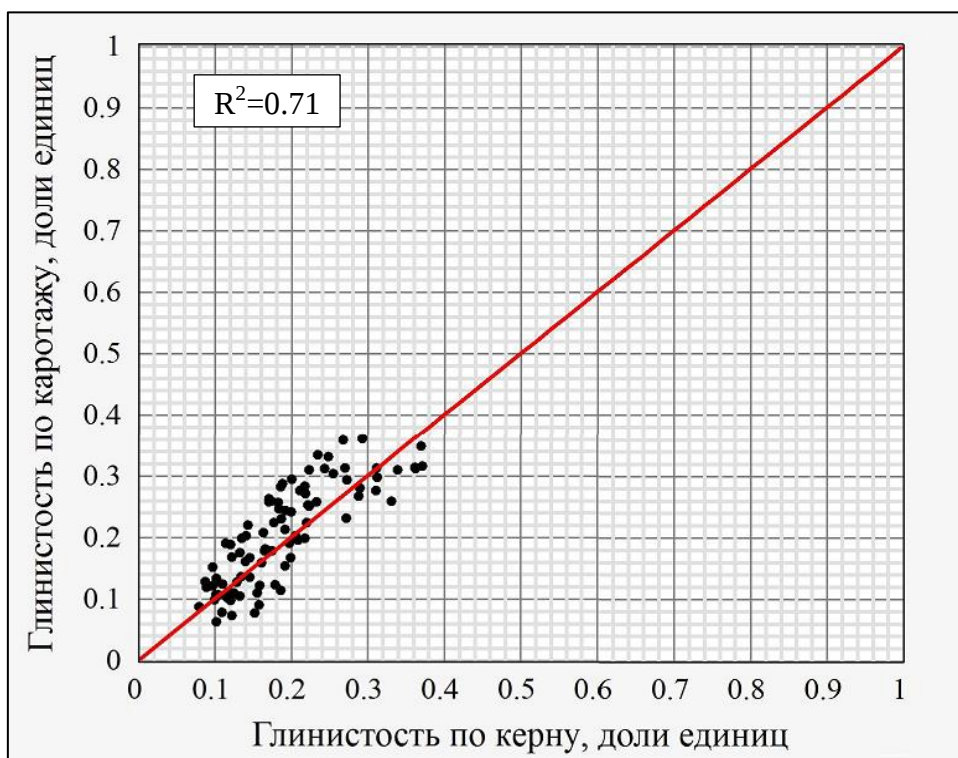


Рисунок 3.1– Сопоставление глинистости по керну с расчетной глинистостью по ГИС

Согласно данным кросс-плота, сходимость расчетных данных со значениями керна достаточно высокая, что позволяет принять результаты расчета по вышеописанной методике для дальнейшей интерпретации. Данные по сходимости расчетных параметров глинистости с керновыми данными по остальным скважинам представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Показатели сходимости по коэффициенту глинистости для керновых скважин

Скважина	В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7	В8
Параметр R^2	0.710	0.725	0.753	0.809	0.744	0.712	0.748	0.719

3.3.2 Оценка коэффициента общей пористости

Расчет коэффициента общей пористости проводился с помощью кривой гамма-гамма плотностного каротажа по следующей зависимости

$$\phi = \frac{(2.6838 - RHOV)}{1.8098}, \quad (3.7)$$

где ϕ – коэффициент общей пористости, доли единиц;

RHOV – показания гамма-гамма плотностного каротажа, доли единиц.

Пример сопоставления значений общей пористости по керну и каротажу приведен на кросс-плоте для скважины В1, см. рисунок 3.2. Результаты расчета представлены на графическом планшете, см. Приложение 1.

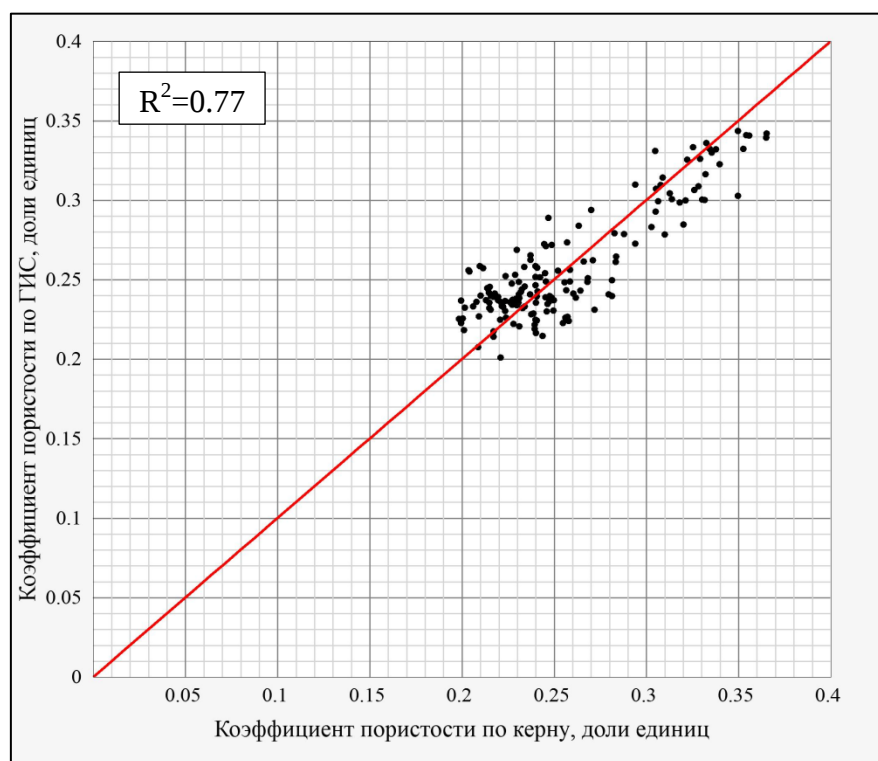


Рисунок 3.2 – Сопоставление пористости по керну с расчетной пористостью по ГИС

Проанализировав результаты сопоставления, можно сказать, что сходимость расчетных данных со значениями керна достаточно высокая, что позволяет принять результаты расчета по вышеописанной методике для дальнейшей интерпретации. Информация по сходимости расчетных параметров пористости с керовыми данными по остальным скважинам представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Показатели сходимости по коэффициенту пористости для керновых скважин

Скважина	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
Параметр R^2	0.770	0.736	0.735	0.757	0.721	0.724	0.758	0.740

3.3.3 Оценка эффективной пористости и абсолютной проницаемости

В ходе поиска зависимости для расчета проницаемости был проанализирован кросс-плот сопоставления значений пористости и проницаемости по керну, см. рисунок 3.3.

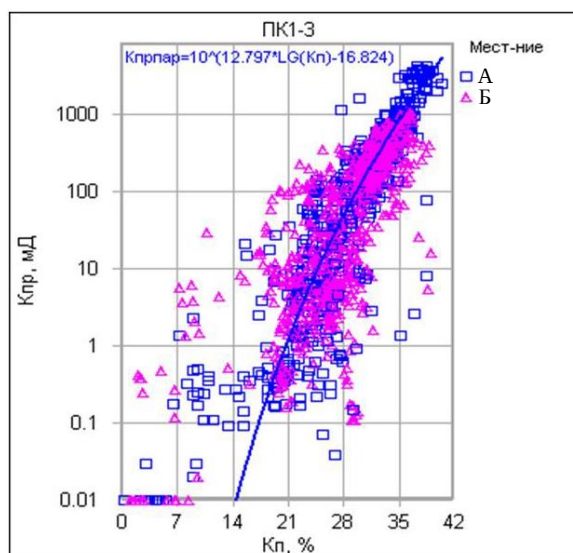


Рисунок 3.3 – Классическая зависимость пористость-проницаемость по керну

В ходе анализа облака данных было выявлено, что разброс значений достаточно большой, что является достаточно типичным для слабосцементированных пластов-коллекторов месторождения Б, залегающих на достаточно небольшой глубине. Поэтому было принято решение по поиску новой уточненной зависимости для коэффициента проницаемости.

Как известно, коэффициент проницаемости зависит не только от ёмкости коллектора, но и от структуры порового пространства, которая в большинстве своём характеризуется глинистостью. В связи с этим, зависимость для оценки коэффициента проницаемости должна иметь вид $k_{perm} = f(\phi, V_{sh})$. Зависимость для оценки коэффициента проницаемости с учетом глинистости была получена по результатам анализа данных керна. Вначале было проведено сопоставление значений общей и эффективной пористости по керну при

различных значениях глинистости, рисунок 3.4а, для нахождения зависимости для расчета эффективной пористости. Далее значения эффективной пористости были сопоставлены со значениями абсолютной проницаемости по керну для получения уточненной зависимости, рисунок 3.4б.

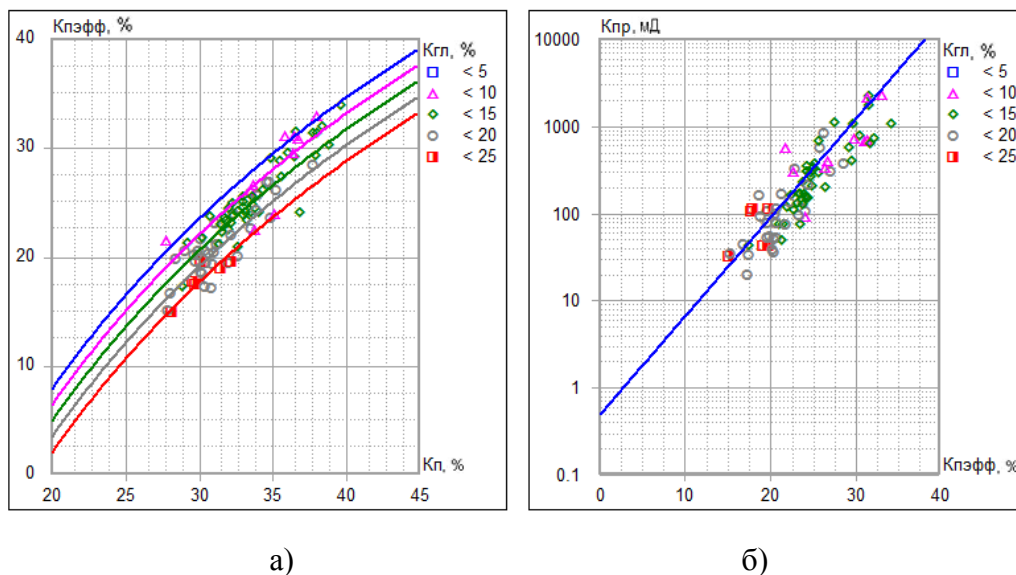


Рисунок 3.4 – Сопоставление значений а) общей и эффективной пористости и б) эффективной пористости и проницаемости по керну для поиска уточненной зависимости для расчета коэффициента проницаемости

Вначале были рассчитаны значения коэффициента эффективной пористости. По следующей зависимости с учетом коэффициента глинистости

$$\phi_{eff} = 88.92 \cdot \lg(\phi) - 0.29 \cdot (V_{sh}) - 106.29, \quad (3.8)$$

где ϕ_{eff} – коэффициент эффективной пористости, доли единиц;

ϕ – коэффициент общей пористости, доли единиц;

V_{sh} – коэффициент объемной глинистости, доли единиц.

Пример сопоставления значений эффективной пористости по керну и каротажу приведен на кросс-плоте для скважины В1, см. рисунок 3.5. Результаты расчета представлены на графическом планшете, см. Приложение 1.

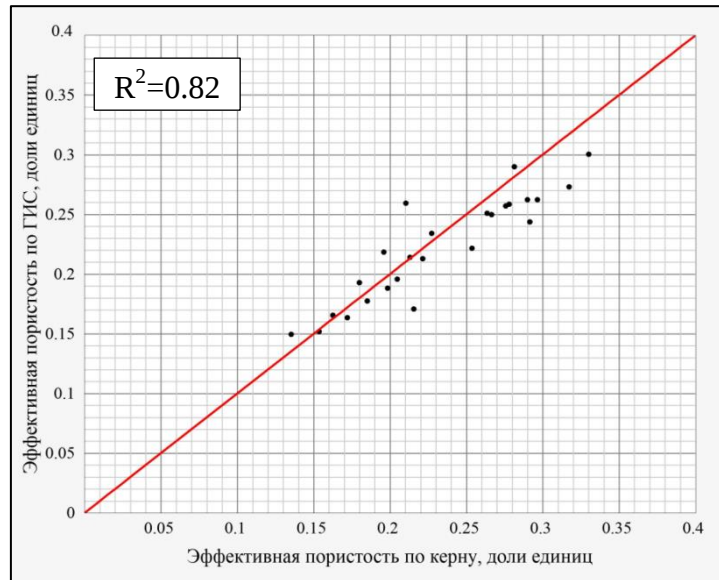


Рисунок 3.5 – Сопоставление эффективной пористости по керну с расчетной эффективной пористостью по ГИС

После анализа результатов сопоставления, можно отметить, что сходимость расчетных данных со значениями керна достаточно высокая, что позволяет принять результаты расчета по вышеописанной методике для дальнейшей интерпретации. Данные о сходимости расчетных параметров эффективной пористости с керовыми данными по остальным скважинам представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Показатели сходимости по коэффициенту эффективной пористости

Скважина	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
Параметр R^2	0.820	0.788	0.756	0.769	0.733	0.742	0.815	0.798

Далее были рассчитаны значения коэффициента абсолютной проницаемости по ГИС согласно следующей формуле

$$k_{perm} = 0.5 \cdot \exp(0.26 \cdot \phi_{eff}), \quad (3.9)$$

где k_{perm} – коэффициент абсолютной проницаемости по ГИС, мД;
 ϕ_{eff} – коэффициент эффективной пористости, доли единиц.

Пример сопоставления значений коэффициента проницаемости по керну и каротажу приведен на кросс-плоте для скважины B1, см. рисунок 3.6. Результаты расчета представлены на графическом планшете, см. Приложение 1.

Согласно данным кросс-плота, сходимость расчетных данных со значениями керна достаточно высокая, что позволяет принять результаты расчета по вышеописанной методике для дальнейшей интерпретации.

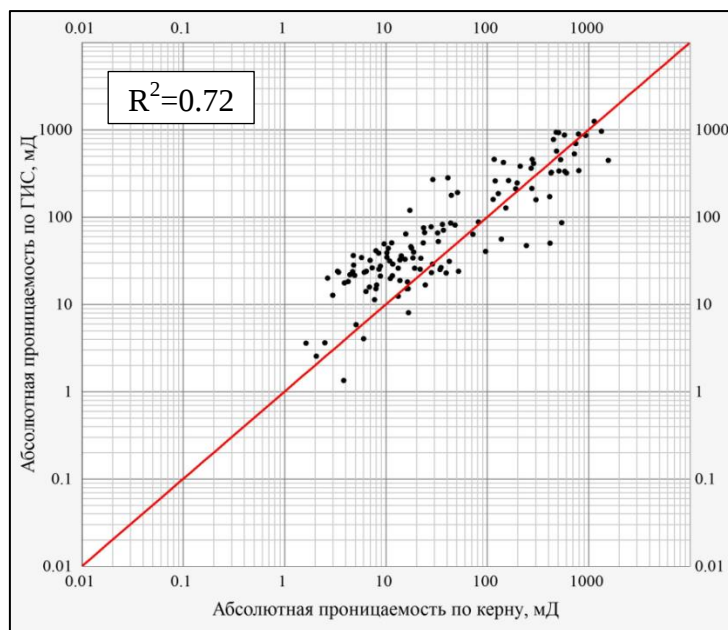


Рисунок 3.6 – Сопоставление коэффициента проницаемости по керну с расчетной проницаемостью по ГИС

Данные о сходимости расчетных параметров абсолютной проницаемости с кеновыми данными по остальным скважинам представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Показатели сходимости по коэффициенту абсолютной проницаемости

Скважина	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
Параметр R^2	0.720	0.601	0.595	0.633	0.646	0.751	0.710	0.639

3.3.4 Оценка коэффициента нефтенасыщенности и коэффициента остаточной водонасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности для пластов-коллекторов ПК₁₋₃ изучаемого месторождения были определены с учетом объемной влажности по следующей формуле

$$S_o = 1 - \frac{W_w}{\phi}, \quad (3.10)$$

где ϕ – коэффициент общей пористости, доли единиц;

W_w – объемная влажность в долях единиц, рассчитанная как

$$W_w = 10^{-0.53 \lg(R_t / R_w) + 1.8}, \quad (3.11)$$

где R_t – истинное сопротивления пласта-коллектора, Ом·м;

R_w – сопротивление пластовой воды, определенное при температуре 16 градусов и минерализации 16 г/л и равное 0.45 Ом·м.

Результаты расчета представлены на графическом планшете, см. Приложение 1.

Коэффициент остаточной водонасыщенности был определен исходя из полученных значений проницаемости согласно выражению

$$S_{wc} = 0.925 \cdot k_{perm}^{-0.254}, \quad (3.12)$$

где k_{perm} – коэффициент абсолютной проницаемости по ГИС, мД.

Пример сопоставления значений коэффициента проницаемости по керну и каротажу приведен на кросс-плоте для скважины В1, см. рисунок 3.7. Результаты расчета представлены на графическом планшете, см. Приложение 1.

Данные о сходимости расчетных параметров остаточной водонасыщенности с керновыми данными по остальным скважинам представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Показатели сходимости по коэффициенту абсолютной проницаемости

Скважина	В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7	В8
Параметр R^2	0.790	0.700	0.734	0.711	0.718	0.721	0.771	0.761

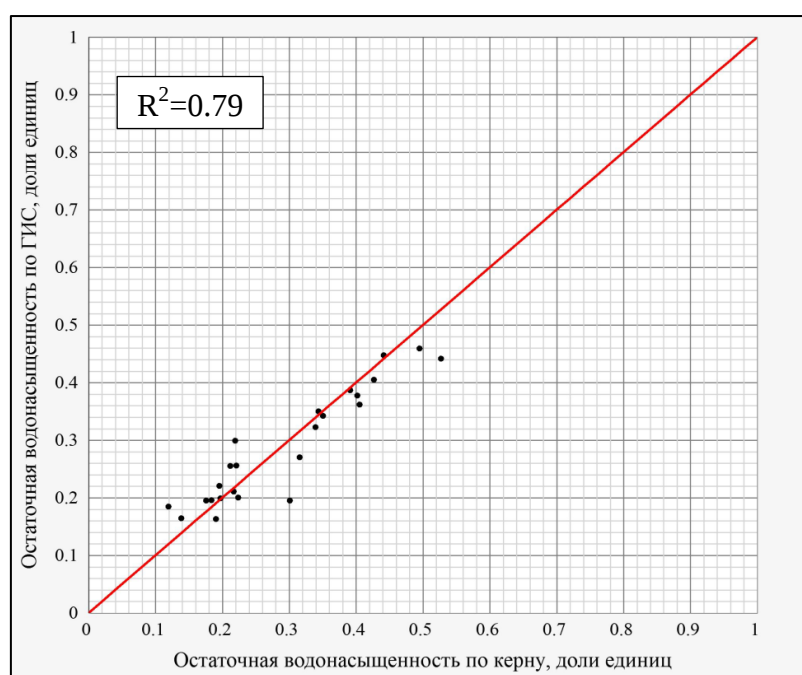


Рисунок 3.7 – Сопоставление расчетных значений остаточной водонасыщенности по ГИС со значениями по керну

По данным сопоставления сходимость расчетных данных со значениями керна достаточно высокая, что позволяет принять результаты расчета по вышеописанной методике для дальнейшей интерпретации.

3.4 Поиск корреляционной зависимости между абсолютной и фазовой проницаемостями

Для последующего получения значений эффективной проницаемости по ГИС необходимо использование зависимости, с помощью которой можно было бы получить значения фазовых проницаемостей по нефти при остаточной водонасыщенности и по воде при остаточной нефтенасыщенности, используя расчетные значения абсолютной проницаемости по газу. С целью решения поставленной задачи было проанализировано четырнадцать керновых скважин, в которых были проведены специальные исследования керна, в ходе которых были получены кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Для построения зависимостей был использован следующий алгоритм действий:

1. По данным кривых ОФП были выбраны концевые точки, характеризующие значения фазовых проницаемостей по нефти и воде при связанной флюидонасыщенности, см. рисунок 3.8.
2. Далее были выбраны соответствующие им значения абсолютной проницаемости по газу, см. рисунок 3.8.

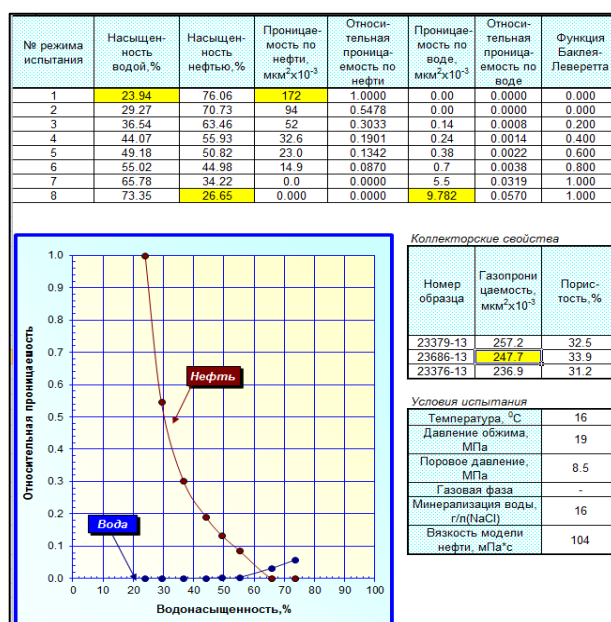


Рисунок 3.8 – Процесс выбора точек для анализа на примере кривых ОФП для скважины ВЗ (цветом отмечены выбранные значения)

3. Путем сопоставления значений фазовых и абсолютных проницаемостей были получены зависимости вида $k_{eff}^{oil}(S_{wc}) = f(k_{perm})$ и $k_{eff}^{water}(S_{ro}) = f(k_{perm})$ для нефти и воды соответственно. Первичные результаты сопоставления представлены на рисунке 3.9.

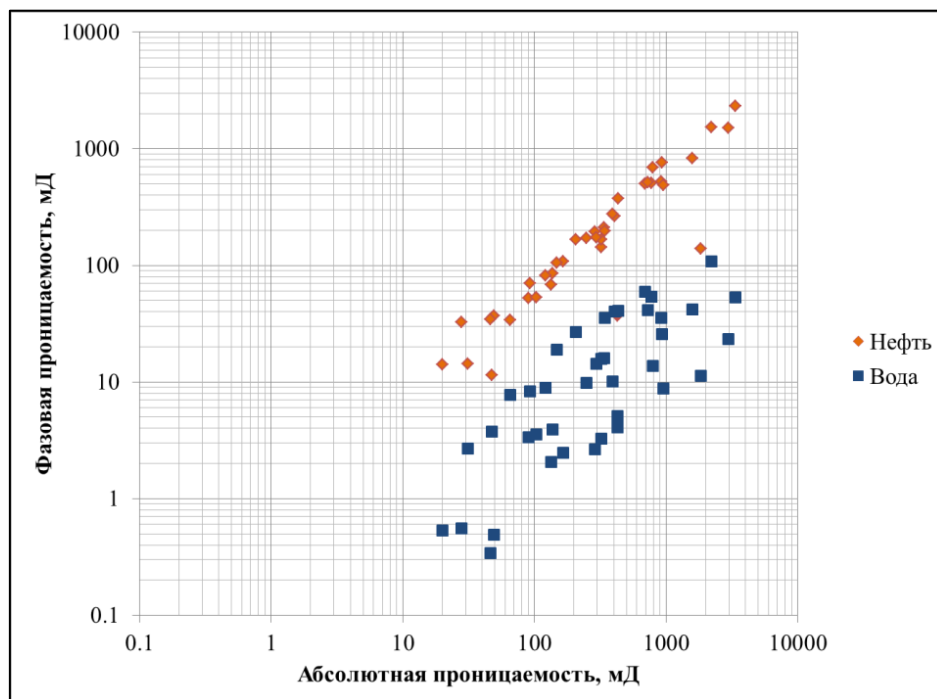


Рисунок 3.9 – Первичные результаты сопоставления значений абсолютной и фазовых проницаемостей

В ходе анализа графика, представленного на рисунке 3.9, было отмечено, что корреляция между абсолютной проницаемостью по газу и фазовой проницаемостью по нефти при связанной воде достаточно тесная, чего нельзя сказать о корреляции между абсолютной проницаемостью по газу и фазовой проницаемостью по воде. Поэтому была предпринята попытка поиска причин неудовлетворительной сходимости данных.

В ходе поиска были проанализированы точки по каждой скважине отдельно. Возможные вылеты были отмечены на кросс-плоте, см. рисунок 3.10.

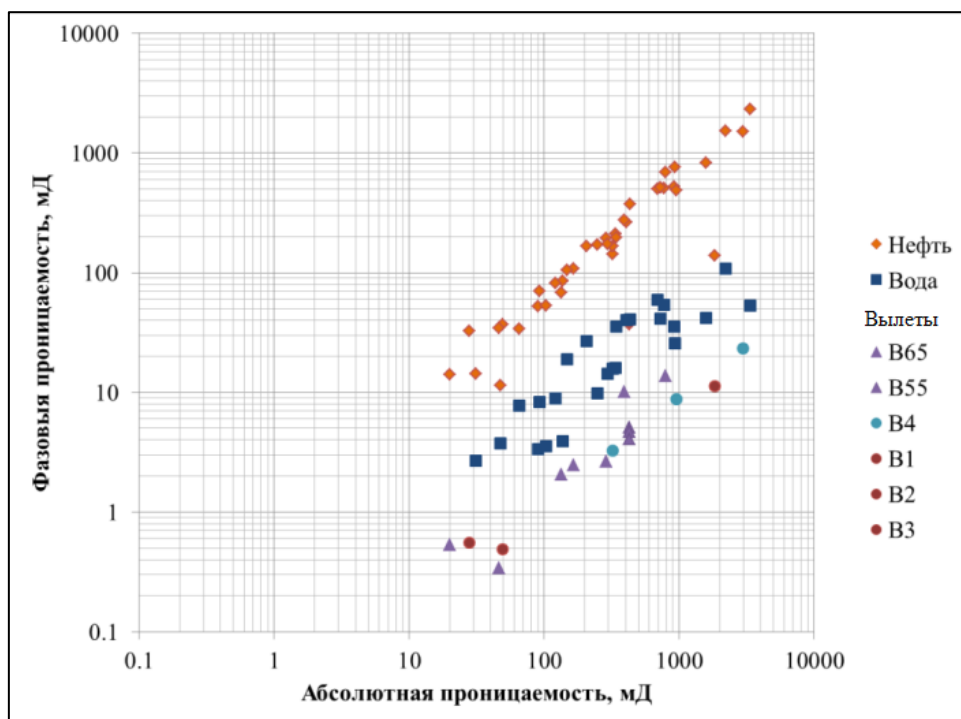


Рисунок 3.10 – Результаты сопоставления значений абсолютной и фазовых проницаемостей с нанесенными вылетающими значениями

Было выявлено три возможных причины появления вылетов:

1. Несоответствие условий эксперимента PVT – свойствам пласта. Такое явление наблюдалось для кривых ОФП, полученных на образцах керна скважин В55 и В65, где поровое давление составляло порядка 7 МПа в то время как пластовое давление для пласта-коллектора согласно данным исследований составляет от 7.58-8.45 МПа.

2. Изменение типа смачиваемости. Данный эффект был выявлен в ходе анализа результатов экспериментов по определению интегрального показателя смачиваемости М [ссылка на смачиваемость] по методу Амотта. Данный метод предусматривает расчет параметра, выражающего интегральную характеристику смачиваемости пород по данным капиллярного впитывания в образец керна воды и керосина при атмосферных условиях и в поле центробежных сил при центрифугировании. Количественно смачиваемость характеризуется показателями, которые выражаются через соответствующий вес на разных стадиях опыта. Находится объем самопроизвольно вытесненной керосином воды, общий объем вытесненной керосином воды, объем самопроизвольно вытесненного водой керосина, общий объем вытесненного водой керосина. Отношение объема самопроизвольно вытесненного водой керосина к общему объему вытесненного водой керосина определяет показатель М. По показателю М принята следующая градация типа смачиваемости [ссылка на смачиваемость], см. Таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Классификация типов смачиваемости согласно показателю М [5]

Параметр смачиваемости, М	Тип смачиваемости
0-0.2	Гидрофобный
0.2-0.4	Преимущественно гидрофобный
0.4-0.6	Переходный
0.6-0.8	Преимущественно гидрофильный
0.8-1	Гидрофильный

В ходе анализа данных по смачиваемости, полученных по результатам исследования образцов керн в исследуемых скважинах, была составлена таблица средних значений смачиваемости по каждой скважине, см. таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Типы смачиваемости пласта-коллектора по скважинам

Скважина	Средний показатель смачиваемости, М	Тип смачиваемости	Тип залежи
В1	0.71	Преимущественно гидрофильный	Нефтяная
В2	0.76	Преимущественно гидрофильный	Нефтяная
В3	0.73	Преимущественно гидрофильный	Газонефтяная
В42	0.86	Гидрофильный	Нефтяная
В46	0.72	Преимущественно гидрофильный	Нефтяная
В50	0.99	Гидрофильный	Нефтяная
В57	0.73	Преимущественно гидрофильный	Нефтяная
В58	0.63	Преимущественно гидрофильный	Нефтяная
В4	0.56	Переходный	Газонефтяная
В5	0.61	Преимущественно гидрофильный	Нефтяная
В6	0.70	Преимущественно гидрофильный	Газонефтяная
В7	0.69	Преимущественно гидрофильный	Газонефтяная

В целом в ходе совместного анализа кривых ОФП (по критериям Крэйга) [Мануал] и параметра смачиваемости было выявлено, что пласт-коллектор месторождения Б является преимущественно гидрофильным, в котором значения связанной воды в целом больше двадцати процентов; значение водонасыщенности, при котором наблюдается пересечение кривых ОФП, больше пятидесяти процентов; относительная фазовая проницаемость по воде при связанной нефти в целом меньше тридцати процентов.

Согласно таблице 3.7, было выявлено, что в скважине В4 тип смачиваемости отличается от остальных скважин и является переходным. В таком случае при совместной фильтрации нефти и воды через поры пласта-коллектора фазовая проницаемость по воде будет меньше, чем в случае фильтрации при условии гидрофильности пласта.

3. Количество мелких пор. Количество мелких пор может играть существенную роль при определении фазовой проницаемости по воде, в случае если пласт-коллектор принадлежит к гидрофильному типу, так как фильтрация воды в таком случае будет происходить преимущественно по порам мелкого размера. Уменьшение количества малых пор может привести к уменьшению значений фазовой проницаемости по воде.

Вышеописанный эффект наблюдался в скважинах В1, В2 и В3, в которых по данным порометрии число пор с размером менее 0.12 микрометров было заметно меньше, чем для остальных скважин. Результаты сравнения представлены на рисунке 3.11.

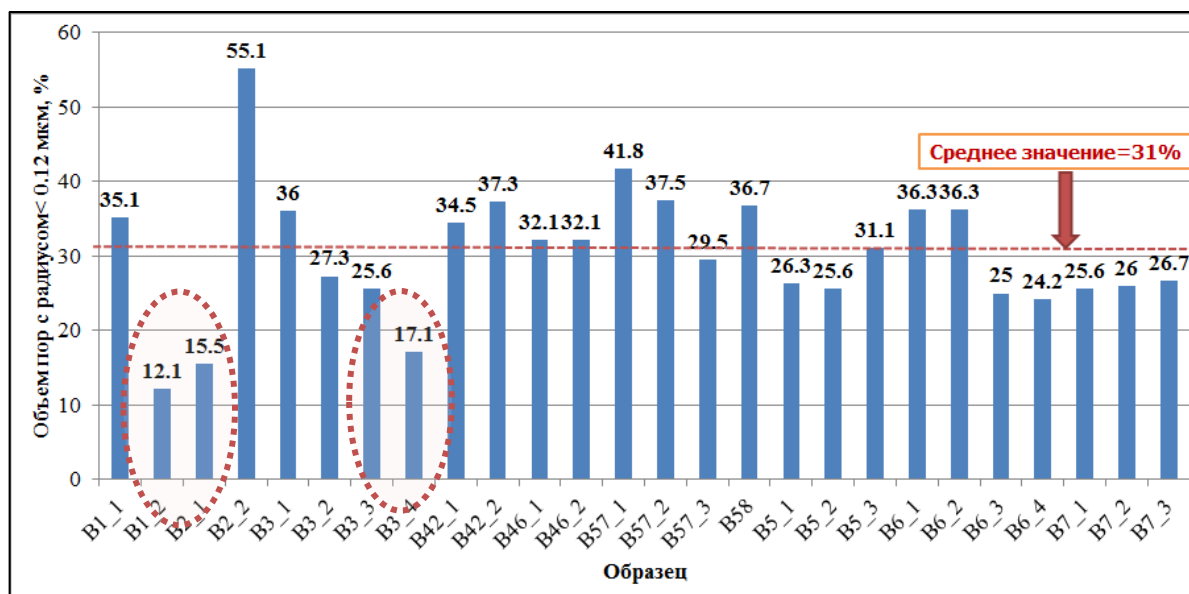


Рисунок 3.11 – Результаты анализа данных порометрии

Таким образом, точки по вышеописанным скважинам были исключены из процесса подбора зависимости. Финальные корреляционные уравнения представлены ниже и на рисунке 3.12.

$$k_{eff}^{oil}(S_{wc}) = 0.3582 \cdot k_{perm}^{1.0933}, \quad (3.13)$$

$$k_{eff}^{water}(S_{ro}) = 0.2007 \cdot k_{perm}^{0.7807}, \quad (3.14)$$

где $k_{eff}^{oil}(S_{wc})$ – фазовая проницаемость по нефти при связанной воде, мД;
 $k_{eff}^{water}(S_{ro})$ – фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти, мД;
 k_{perm} – абсолютная проницаемость по газу, мД.

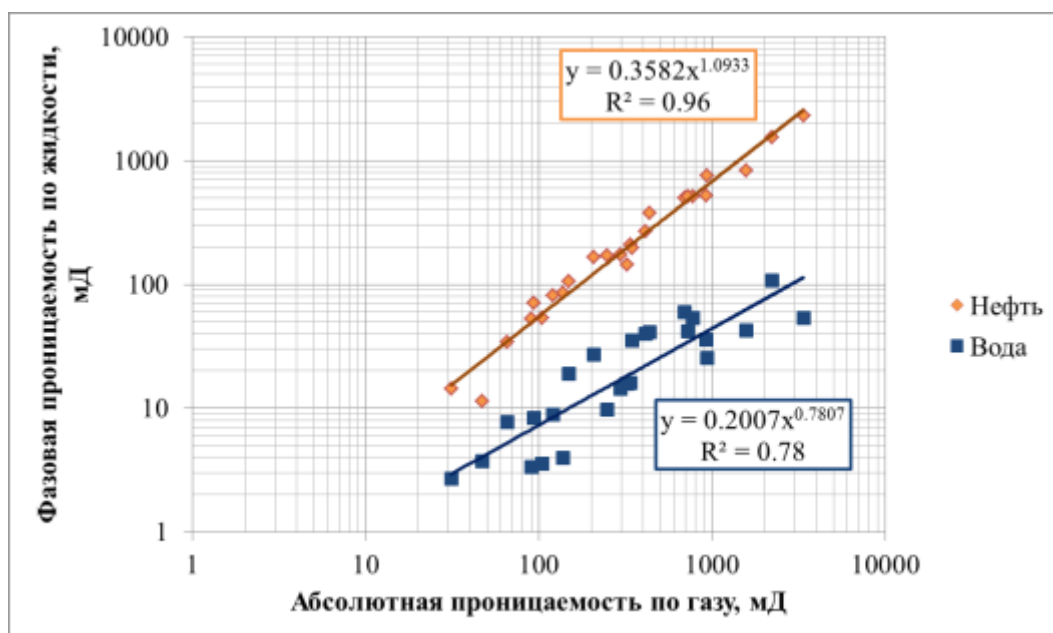


Рисунок 3.12 – Финальные зависимости для перевода значений абсолютной проницаемости по газу на соответствующие фазовые значения

Согласно рисунку 3.12, сходимость параметров достаточно высокая, что позволяет использовать полученные зависимости в дальнейших расчетах.

3.5 Определение значений фазовых проницаемостей по ГИС при текущей водонасыщенности

3.5.1 Методика расчета

Согласно п. 1.1 настоящей работы значения фазовой проницаемости можно получить зная значения абсолютной и относительной проницаемостей

$$k_o = k_{ro} \cdot k_{abs}, \quad (3.15)$$

$$k_w = k_{rw} \cdot k_{abs}. \quad (3.16)$$

где k_o и k_w – значения фазовых проницаемостей по нефти и воде, мД.

k_{abs} – значение абсолютной проницаемости, мД;

k_{ro} и k_{rw} – значения относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, мД.

Для расчета кривых фазовых проницаемостей при текущей водонасыщенности по ГИС необходимо применение какой-либо эмпирической модели. Для решения поставленной задачи были использованы корреляции Кори.

$$k'_{ro} = k_{ro}(S_{wc}) \cdot \left[\frac{1 - S_w - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right]^{mo}, \quad (3.17)$$

$$k'_{rw} = k_{rw}(S_{ro}) \cdot \left[\frac{S_w - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right]^{mw}, \quad (3.18)$$

где k'_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти по Кори функции, мД;
 k'_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде по Кори функции, мД;
 $k_{ro}(S_{wc})$ – относительная фазовая проницаемость по нефти при связанной воде, мД;
 $k_{rw}(S_{ro})$ – относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти, мД;
 S_w – текущее значение водонасыщенности, доли единиц;
 S_{wc} – доля связанной воды, доли единиц;
 S_{ro} – доля остаточной нефти, доли единиц;
 mo – степенной коэффициент функции Кори для нефти;
 mw – степенной коэффициент функции Кори для воды.
Совместив формулы (3.15)-(3.16) и (3.17)-(3.18) получим

$$k_{eff}^{oil}(S_w) = k_{abs} \cdot k'_{ro} = k_{abs} \cdot k_{ro}(S_{wc}) \cdot \left[\frac{1 - S_w - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right]^{mo},$$

$$k_{eff}^{water}(S_w) = k_{abs} \cdot k'_{rw} = k_{abs} \cdot k_{rw}(S_{ro}) \cdot \left[\frac{S_w - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right]^{mw},$$

или

$$k_{eff}^{oil}(S_w) = k_{eff}^{oil}(S_{wc}) \cdot \left[\frac{1 - S_w - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right]^{mo}, \quad (3.19)$$

$$k_{eff}^{water}(S_w) = k_{eff}^{water}(S_{ro}) \cdot \left[\frac{S_w - S_{ro}}{1 - S_{wc} - S_{ro}} \right]^{mw}. \quad (3.20)$$

В данных формулах:

- значения фазовых проницаемостей по нефти и воде при остаточной флюидонасыщенности могут быть рассчитаны по зависимостям (3.13) и (3.14);
- значение текущей водонасыщенности принимается по данным ГИС;
- остаточная водонасыщенность берется по кривой ГИС согласно п. 3.3.4;
- значение остаточной нефтенасыщенности принимается по данным эксперимента по исследованию коэффициента вытеснения;
- значения степеней функций Кори подбираются по данным ядра при анализе массива данных по кривым ОФП.

Рассмотрим процесс подбора параметров более подробно.

3.5.2 Подбор степеней функций Кори

Подбор степеней функций Кори проводился в ходе анализа массива данных кривых ОФП по следующему алгоритму:

1. Нормировка кривых ОФП по коэффициенту водонасыщенности и относительной фазовой проницаемости по воде проводилась по следующим зависимостям

$$S_w^{norm} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{ro}}, \quad (3.21)$$

$$k_{rw}^{norm} = \frac{k_w}{k_w(S_{ro})}. \quad (3.22)$$

Нормировка относительной фазовой проницаемости по нефти не требовалась, так как эта процедура была проведена в ходе построения кривых ОФП.

2. Далее, согласно глубинным отметкам отбора керновых образцов, кривые ОФП были разделены на группы с точки зрения геологического строения изучаемого пласта-коллектора, а именно по циклитам А, В и С, отложения которых формировались в разных фациальных зонах обстановки осадконакопления (см. п. 2.2.4).

3. Каждая группа точек была аппроксимирована функцией Кори с соответствующими значениями степеней.

Результаты применения методики можно увидеть на рисунке 3.13. Параметры степеней функций Кори представлены в таблице 3.8.

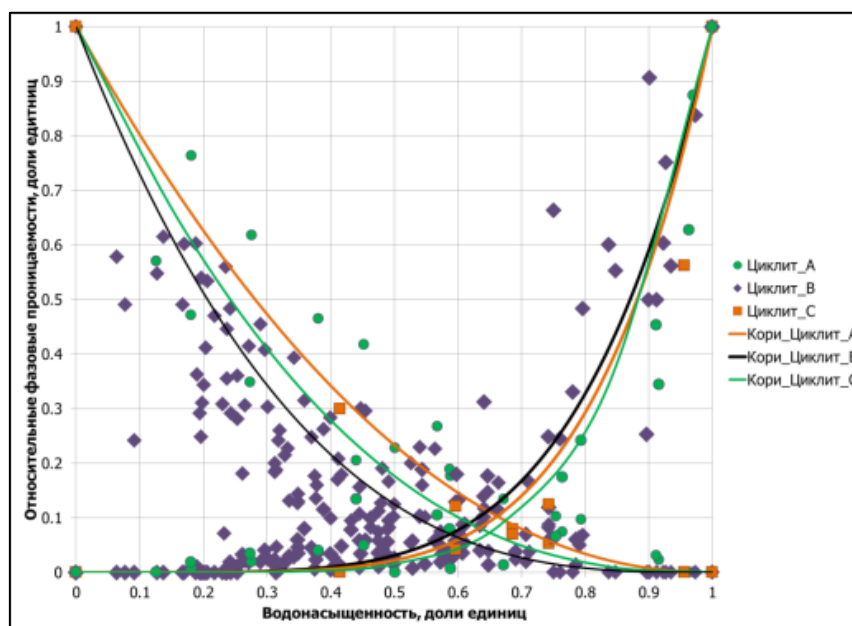


Рисунок 3.13 – Функции Кори для циклитов А, В и С

Таблица 3.8 – Степени функций Кори по циклитам

Циклит	А		В		С	
Параметр	mo	mw	mo	mw	mo	mw
Значение	2.1	5.5	3	5	2.5	6

3.5.3 Выбор значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности

Значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности были рассмотрены в ходе изучения результатов экспериментов по определению коэффициента вытеснения. Ввиду отсутствия корреляционной зависимости между значениями коэффициента остаточной нефтенасыщенности и пористостью либо проницаемостью было принято решение проанализировать распределение значений коэффициентов остаточной нефтенасыщенности с целью выбора постоянного значения для последующих расчетов, см. рисунок 3.14.

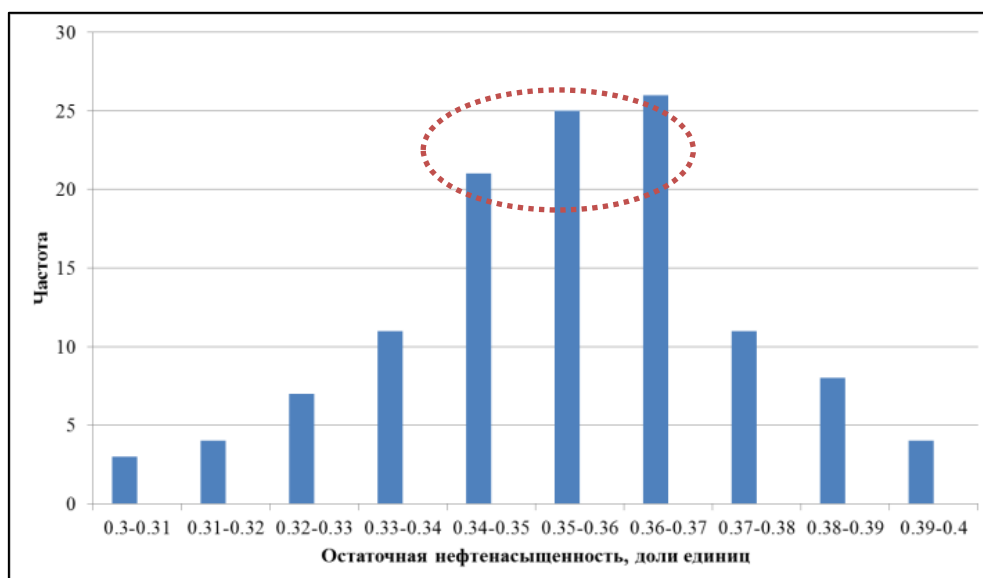


Рисунок 3.14 – Распределение значений остаточной нефтенасыщенности по керну

Согласно графику распределения, наиболее часто встречающиеся значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности лежат в пределах от 0.35-0.36. Для дальнейших расчетов принимаем значение, равное 0.355.

3.5.4 Расчет и сравнение значений фазовых проницаемостей по ГИС с данными пластоиспытателей

Расчет значений кривых фазовых проницаемостей по ГИС для нефти и воды был проведен по формулам (3.19) и (3.20). Результаты расчета представлены на графическом планшете, Приложение 1. Следует отметить, что сопоставление значений проницаемости возможно только в том случае, если в ходе испытаний был получен чистый пластовый флюид (нефть или пластовая вода). В случае с двухфазным притоком необходим расчет подвижности по ГИС согласно нижеизложенной методике, для последующего сопоставления с результатами испытаний пласта. Пример сопоставления эффективной проницаемости по нефти при текущей водонасыщенности со значениями проницаемости, полученными в ходе проведения продолжительных гидродинамических исследований в скважине В1, представлен на рисунке 3.15. Результаты сопоставления значений проницаемости по остальным скважинам представлены в таблице 3.9.

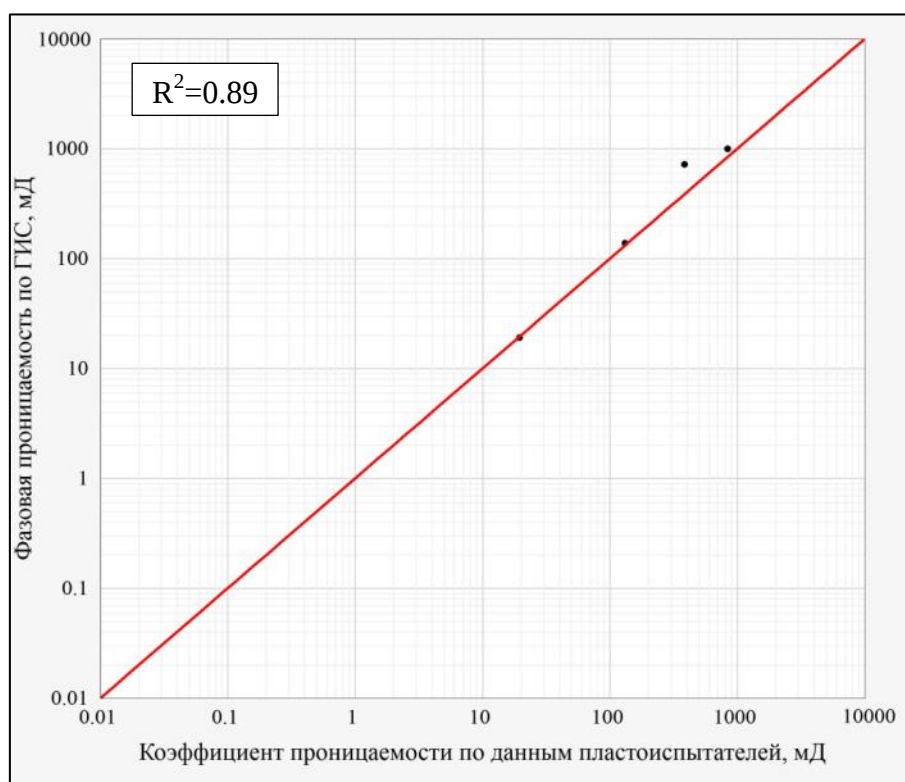


Рисунок 3.15 – Сопоставление значений расчетной фазовой проницаемости по нефти с данными пластоиспытателей в чистой нефтяной зоне пласта

Таблица 3.9.1 – Результаты сопоставления значений проницаемости по керновым скважинам

Скважина	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
Параметр R^2	0.890	0.851	Нет данных о проницаемости	0.709	0.674	0.689	0.673	0.644

Таблица 3.9.2 – Результаты сопоставления значений проницаемости по остальным скважинам

Скважина	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15
Параметр R^2	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	0.625	Нет данных	0.635

Исходя из анализа результатов сопоставления, было выявлено, что не во всех скважинах были представлены значения проницаемости по данным пластоиспытателей. Поэтому было принято решение о сопоставлении значений подвижности.

Для сопоставления рассчитаны значения подвижностей по ГИС для последующего сравнения с данными подвижности, полученным по опробованиям пласта. Сравнение базировалось на следующих принципах:

1. В точках, где была получена только пластовая нефть, подвижность рассчитывалась исходя из формулы для расчета дебита для одной фазы. При этом при сравнении принималось условие, что все параметры уравнения (толщина пласта, перепад давления, дебит и т.д.) кроме вязкости и проницаемости были постоянными.

$$\lambda = \frac{k_{eff}^{oil}(S_w)}{\mu_o} \text{ или } \frac{k_{eff}^{water}(S_w)}{\mu_w}. \quad (3.21)$$

2. В точках с двухфазным притоком расчет подвижности проводился согласно уравнению для притока двух фаз в скважину по следующей формуле

$$\lambda = \frac{k_{eff}^{oil}(S_w)}{\mu_o} + \frac{k_{eff}^{water}(S_w)}{\mu_w}, \quad (3.22)$$

где λ – значение подвижности пластового флюида, доли единиц;

$k_{eff}^{oil}(S_{wc})$ – фазовая проницаемость по нефти при связанной воде, мД;

$k_{eff}^{water}(S_{ro})$ – фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти, мД;

μ_o – вязкость нефти, сР;

μ_w – вязкость воды, сР.

3. Так же были определены текущие значения фракционного потока по следующему выражению

$$f_w = \frac{\frac{k_{eff}^{water}(S_w)}{\mu_w}}{\frac{k_{eff}^{oil}(S_w)}{\mu_o} + \frac{k_{eff}^{water}(S_w)}{\mu_w}}. \quad (3.23)$$

4. В ходе подготовки данных к сравнению было выявлено, что количество точек, в которых были проведены длительные гидродинамические исследования (mini-DST) и отбор проб пластовых флюидов, достаточно небольшое. В то же время в каждой скважине имелось порядка 20-30 предварительных замеров пластового давления (ХРТ), где также были рассчитаны значения подвижностей.

Принимая во внимание тот факт, что во время предварительных замеров чаще всего определяется значение подвижности по фильтрату бурового раствора вследствие малого времени испытания, можно сказать, что значение подвижности будет завышено.

С другой стороны, эти данные все же можно использовать, так как фильтрация как буровой жидкости так и пластового флюида идет по одним и тем же порам пласта-коллектора. Для сравнения был подобран соответствующий коэффициент перевода, зависящий от вязкости фильтруемого флюида, который помог настроить данные предварительных замеров на результаты продолжительных гидродинамических исследований. Величина данного коэффициента в среднем составила 6.5-7.

Результаты сопоставления уточненных значений подвижности по предварительным тестам с данными продолжительных гидродинамических исследований для скважины В1 приведены на рисунке 3.16. Результаты сопоставления значений проницаемости по остальным скважинам представлены в таблице 3.10.

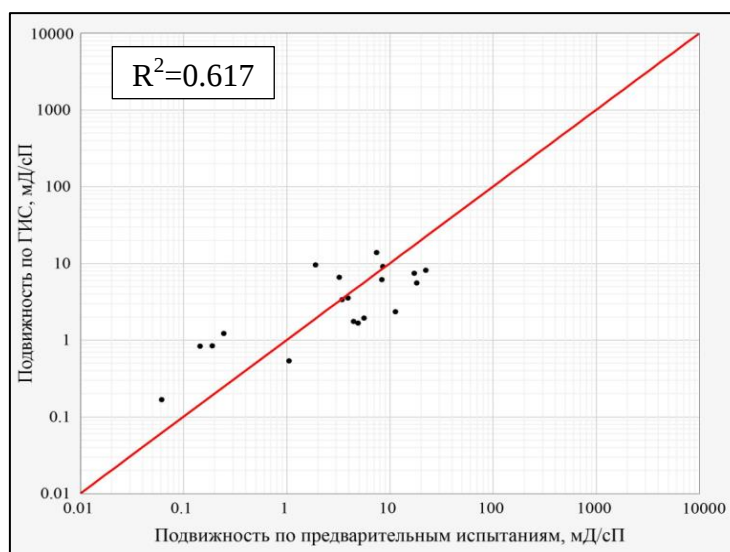


Рисунок 3.16 – Результаты сопоставления значений подвижности по ГИС и предварительным испытаниям

Таблица 3.10.1 – Результаты сопоставления значений подвижности по керновым скважинам

Скважина	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8
Параметр R^2	0.617	0.583	0.622 (По данным глубинных исследований)	0.618	0.664	0.619	0.557	0.552

Таблица 3.10.2 – Результаты сопоставления значений проницаемости по остальным скважинам

Скважина	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15
Параметр R^2	0.565 (По данным глубинных исследований)	0.524	0.590 (По данным глубинных исследований)	0.540 (По данным глубинных исследований)	0.597	0.573	0.602

Рассчитанные величины фракционного потока в целом совпали со значениями обводненности, полученной по данным испытаний. Пример сравнения представлен для скважины B1 в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Сравнение данных по обводненности для скважины B1

Фракционный поток по ГИС, доли единиц	Обводненность по MDT, доли единиц	Тип флюида ГИС	Тип флюида MDT
0.00	0.00	Нефть	Нефть
0.00	0.00	Нефть	Нефть
0.03	0.00	Нефть	Нефть
0.00	0.00	Нефть	Нефть
0.00	0.00	Нефть	Нефть
1.00	1.00	НВЗ	Вода (возможно с фильтратом)

Согласно полученным результатам, корреляцию между полученными параметрами можно назвать достаточно неплохой, что подтверждает применимость разработанной методики получения значений эффективной проницаемости по данным геофизических исследований скважин.

3.6 Факторы, влияющие на результаты применения методики

В ходе применения методики были выявлены следующие влияющие факторы:

1. Количество петрофизических данных в восьми керновых скважинах было достаточным. Но также имелись скважины без керна в количестве семи штук. В таких скважинах было невозможно провести сравнение полученных значений абсолютной проницаемости по ГИС с керновыми данными, что ввиду сложного геологического и тектонического строения месторождения может привести к определенной доле ошибки в ходе расчетов по определению эффективной проницаемости по ГИС.

Для решения данной проблемы предлагается проведение ядерно-магнитного каротажа с его последующей калибровкой на данные керна. Данная процедура поможет получить непрерывные значения абсолютной проницаемости. Немаловажен тот факт, что ЯМР-каротаж позволяет точно отделить связанную воду, которая в основном контролируется глинистостью пласта-коллектора. В случае получения адекватных значений проницаемости по ЯМР, ее можно будет успешно сравнивать с расчетной абсолютной проницаемостью по ГИС с учетом глинистости.

2. Количество и качество данных по проницаемости и подвижности по данным испытаний пласта так же может существенно влиять на результаты расчета на этапе сопоставления значений ГИС-пластоиспытателя. В ходе отбора проб в зависимости от петрофизических свойств пласта-коллектора (пористость, проницаемость, глинистость и т.д.) и параметров пластового флюида (например, тип флюида, его вязкость) значений проницаемости и подвижности может варьироваться. Так, например, при отборе воды или газа в скважинах месторождения Б наблюдалось увеличение подвижности по сравнению с точками, где была отобрана пластовая нефть. Данный эффект может быть объяснен в первом случае низкой вязкостью газа, который будет фильтроваться гораздо быстрее чем высоковязкая нефть; во втором случае повышенные значения подвижности можно объяснить гидрофильностью пласта коллектора, в котором зерна породы легче смачиваются водой, чем пластовой нефтью.

3. Изменение величины остаточной нефтенасыщенности и степеней функций Кори так же может влиять на полученные результаты эффективной проницаемости по ГИС. В данном случае необходимо проводить анализ чувствительности для более точного определения значений эффективной проницаемости по ГИС.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Общие сведения

Применение разработанной в проекте методики получения кривых непрерывной проницаемости по данным геофизических исследований способствует более точному последующему прогнозу фильтрации пластовых флюидов, так как разработанные зависимости и алгоритмы будут использоваться в ходе последующего гидродинамического моделирования. Данная методика позволит проводить процесс адаптации гидродинамической модели месторождения на данные испытаний либо историю разработки более корректно. В результате будет получен уточненный прогноз основных параметров добычи по месторождению таких как:

- дебит жидкости и нефти;
- накопленная добыча;
- динамика изменения пластового давления;
- обводненность и т.д.

Так же использование полученных зависимостей в модели позволит более точно спрогнозировать расположение добывающих и нагнетательных скважин, возможно будет уточнить необходимость уплотняющего бурения, также возможен более точный прогноз эффективности заводнения и прорыва воды в скважины.

На сегодняшний день возможность реализации любой методики зависит не только от его технической составляющей, но и от экономической эффективности и привлекательности, которые могут быть получены в ходе его реализации на предприятии.

Цель данной главы – оценка разработанной для месторождения Б методики получения кривых эффективных проницаемостей с экономической и ресурсоэффективной точки зрения. Оценка экономического аспекта разработанной методики позволит оптимально распределить ресурсы и трудозатраты, необходимые для ее внедрения на территории компании заказчика.

4.2 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 4.1.

Таблица 4.1 – План выполненных работ

Этап	Дата	Задачи	Необходимые информационные и компьютерные ресурсы	Должность исполнителя
1	27.06.2017	Выбор направления исследования	SPE статьи, Журналы ВАК, Библиотека и сеть интернет	Руководитель, студент
2	27.06-03.07.2017	Анализ выбранной темы, поиск информации, теоретический обзор	SPE статьи, Журналы ВАК, Доступ в библиотеку и сеть интернет	Студент
3	3.07.2017	Составление и утверждение технического задания.	MS Office	Руководитель
4	03.07 – 10.07.2017	Написание литературного обзора и теоретической части магистерской диссертации	SPE статьи, Журналы ВАК, Доступ в библиотеку и сеть интернет MS Office	Студент
5	10.07-17.07.2017	Анализ геологического строения месторождения Б и исходных данных по скважинам	Информация от компании спонсора	Студент
6	17.07-19.07.2017	Анализ исходных данных: Керновая база; Стандартный комплекс ГИС Данные по пластоиспытателям Написание геологической части диссертации	Информация от компании спонсора	Студент
7	19.07-01.08.2017	Переинтерпретация данных ГИС, разработка методик расчета значений эффективной проницаемости по ГИС, апробация методики.	Информация от компании спонсора. TechLog 2012.1 Schlumberger, MS Office	Студент
8	02.08.2017	Первая защита. Обсуждение результатов	MS Office	Руководитель Студент
9	03.08-13.08.2017	Сравнение расчетных данных с результатами интерпретации данных испытаний пласта.	Информация от компании спонсора. TechLog 2012.1 Schlumberger, MS Office	
10	14.08-18.08.2017	Написание отчета	Информация от компании спонсора. TechLog 2012.1 Schlumberger, MS Office	
11	19.08-22.08.2017	Обсуждение полученных результатов Написание отчета, подготовка презентации к защите диссертации	MS Office	Руководитель, студент

4.3 Расчет трудоемкости выполнения магистерской диссертации

Трудовые затраты представляют собой затраты, которые непосредственно связаны с выполнением исполнителем работ. Для расчета трудовых затрат необходима оценка времени, которое каждый исполнитель тратит на выполнение поставленных задач

Трудоемкость выполнения НИР оценивается экспертным путем в человеко-днях (чел.-дн.) и зависит от множества факторов. Ожидаемое значение трудоемкости работ рассчитывается согласно

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

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, рассчитывается продолжительность выполнения каждого задания в рабочих днях T_p как

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

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Оценка времени выполнения работ необходима для обоснованного расчета заработной платы. Результаты расчетов трудоёмкости и продолжительности работы приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Временные затраты на проведение НИР

Этап	$t_{\min}$, чел.-дн.	$t_{\max}$, чел.-дн.	$t_{ож}$, чел.-дн.	Исполнители	T_p , раб. дн. (Р./Д.)	T_k , кал. дн.
1	1	3	1.8	Р., С.	0.9	1
2	7	14	9.8	С.	9.8	10
3	1	2	1.4	Р.	1.4	2

Продолжение таблицы 4.2						
4	7	9	7.8	С.	7.8	8
5	7	8	7.4	С.	7.4	8
6	2	4	2.8	С.	2.8	3
7	14	22	17.2	С.	17.2	18
8	1	2	1.4	С.	1.4	2
9	10	15	12	С.	12	12
10	4	7	5.2	Р., С.	2.6	3
11	3	4	2.4	С.	2.4	3
Суммарно:			69.2		2.3/65.7	70

4.4 Плановая себестоимости 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 приобретение и стоимости транспортировки, осуществляемую сторонними организациями.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле

$$C_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (4.3)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. В рамках выполнения магистерской диссертации примем $k=0.15$. Калькуляция расходов на материалы приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество, шт./упак.	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Лицензия на ПО	TechLog 2012.1 SLB	1	0 (Учебная)	0
Канцелярские товары	Бумага для принтера, формат А4, 500 шт., Скрепки канцелярские 50 шт., ручки 2 шт., карандаши 2 шт., ластик 1шт., нож канцелярский 1шт., корректор 1шт.	1	1000	1000
Итого по статье C_M				1000

Оплата труда работников, занятых выполнением НИР включает основную заработную плату и дополнительную заработную плату. Так

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.4)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата работника оценивается как

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.5)$$

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

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. согласно таблице 4.2;

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

Среднедневная заработная плата равна

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o}, \quad (4.6)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года

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

Месячный должностной оклад руководителя

$$Z_{м\text{рук.}} = Z_{мс} \times K_p, \quad (4.7)$$

где $Z_{мс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

Согласно отраслевой системе оплаты труда основная заработная плата руководителя составляет 40000,00 руб в месяц.

$$Z_{м\text{рук.}} = (40000,00) \times 1.3 = 52000,00 \text{ (руб.)}$$

В ходе обучения студент-магистр получает ежемесячную стипендию в размере 1760 руб. с учетом районного коэффициента, принятого для Томской области.

Среднедневная зарплата руководителя и студента соответственно равны:

$$Z_{дн\text{рук.}} = \frac{52000,00 \times 10.4}{251} \approx 2154.6 \text{ (руб.)},$$

$$Z_{дн\text{дип.}} = \frac{1760,00 \times 10.4}{251} \approx 72,92 \text{ (руб.)}.$$

Зарботная плата руководителя и студента за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$Z_{осн\text{рук.}} = 1615,9 \times 6,4 \approx 10341,76 \text{ (руб.)},$$

$$Z_{осн\text{дип.}} = 269,3 \times 90 \approx 24237,00 \text{ (руб.)}.$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = Z_{осн} \times K_{внеб}, \quad (4.8)$$

где $K_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (на 2017 г. равный 30%).

Таблица 4.4 – Зарботная плата исполнителей НИР за месяц

Зарботная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	52000,00	1760
Внебюджетные отчисления	15600,00	528,00
Итого по статье $C_{ЗП}$ (включая $C_{внеб}$)	16128,00	

Стоит отметить, что основные работы при написании магистерской диссертации проводились за персональным компьютером. Время, проведенное за рабочей станцией: 1000 часов. Мощность рабочей станции равна 0.270 кВт.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле

$$C_{эл} = C_{эл} \times F_{об} \times P = 4.5 \times 1000 \times 0.270 = 1215,00 \text{ (руб.)}, \quad (4.9)$$

где $C_{эл}$ – тариф на промышленную электроэнергию (4,5руб. за 1 кВт·ч);

$F_{об}$ – время использования оборудования, ч.;

P – мощность оборудования, кВт.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В ходе написания магистерской диссертации использовались персональные и портативные компьютеры. Работа выполнялась сидя, при небольшом физическом напряжении. Рабочее место представлял собой компьютерный стол с персональным компьютером, следовательно, можно выделить следующих физические факторы, влияющих на здоровье человека: длительное неизменное положение тела, напряжение глаз, воздействие электромагнитных полей.

Перед началом работ был проведен вводный инструктаж по правилам пользования аппаратурой, поведения в чрезвычайных ситуациях, инструктаж на рабочем месте. Опасным производственным фактором согласно ст. 209 Трудового Кодекса РФ называется производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме. Вредным – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию. Опасные и вредные производственные факторы классифицированы в ГОСТ 12.0.003-74.

Уровни воздействия опасных и вредных производственных факторов на работающих нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых установлены в соответствующих стандартах безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах. Защита от них обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер. Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении исследования

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером.	1. Недостаточная освещённость рабочей зоны: отсутствие или недостаток естественного света; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 4. Повышенная или пониженная влажность воздуха	Электрический ток	1. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. 2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». 3. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. 5. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

1. Вредные факторы

Отрицательное влияние компьютера на человека является комплексным, во время работы за компьютером на организм влияет целый ряд негативных физических и психологических факторов. Физическими факторами являются:

- повышенная пульсация светового потока;
- широкий спектр излучения от дисплея, который включает рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области;
- повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и системного блока;
- загрязнение воздуха пылью;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- возникновение на экране монитора статических зарядов, заставляющих частички пыли двигаться к ближайшему заземленному предмету, которым оказывается лицо пользователя;
- опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- опасность возникновения пожара [2].

Таким образом, влияющие на работоспособность вредные факторы должны быть определены нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места. Для этого должны быть рассмотрены понятия микроклимата, освещенности рабочего места, уровня шума, особенностей электрического напряжения в сети, уровня напряженности выполняемых работ и их нормативов.

1) Освещение рабочего места

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 [33].

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 (h_p). Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011. В соответствии разрядом зрительной работы необходимо создать освещённость не ниже 200 лк.

2) Воздействие шума

Воздействие шума на человека может иметь различные последствия в зависимости от уровня шума. Слабый шум преимущественно мешает понимать речь или вызывает раздражение. По мере усиления шума этот эффект усиливается, и, в дополнение, могут возникать физиологические последствия влияния шума на слух. Высокий уровень шума может привести к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ. Он замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ [5].

Лабораторная аудитория, эксплуатируемая в рамках настоящей магистерской диссертации, обладает низким уровнем общего шума. Источниками шумовых помех могут являться вентиляционные установки, кондиционеры, ЭВМ и его периферийные устройства.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [33]. Защиту от шума следует выполнять в соответствии с ГОСТ 12.1.003-76, а звукоизоляция ограждающих конструкций должна отвечать требованиям главы СанПиН 11-12-77 [34].

Для изложенных целей применяется звукопоглощающее покрытие стен и потолка звукопоглощающим материалом, организуется рациональная планировка помещения, в которой компенсируется воздействие источников шума по периферии. На используемом в компьютерных помещениях оборудовании по возможности выставляется минимальный уровень шума.

3) Повышенный уровень электромагнитных излучений; повышенная напряжённость электрического поля

Электромагнитные поля, характеризующиеся напряженностями электрических и магнитных полей, наиболее вредны для организма человек. Основным источником этих проблем, связанных с охраной здоровья людей, использующих в своей работе автоматизированные информационные системы на основе персональных компьютеров,

являются дисплеи (мониторы), они представляют собой источники наиболее вредных излучений, неблагоприятно влияющих на здоровье работника [8].

Для предупреждения внедрения опасной техники все дисплеи должны проходить испытания на соответствие требованиям безопасности. Для защиты от вредных влияний включенного видеомонитора на организм пользователя ЭВМ необходимо соблюдать следующие требования:

- на рабочем месте располагаться от экрана до глаз на расстоянии не менее 600-700 мм;
- использовать экранные фильтры типа «Полная защита»;
- соблюдать рациональный режим труда и отдыха в течение рабочего дня в зависимости от вида и категории трудовой деятельности [33].

4) Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте

Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха. Лаборатория является помещением, относящимся к категории помещений где выполняются легкие физические работы, поэтому должны соблюдаться требования в соответствии с [34].

Для создания и автоматического поддержания в аудитории оптимальных значений температуры, влажности, чистоты и скорости движения воздуха, независимо от наружных условий, в холодное время года используется водяное отопление, в теплое время года применяется кондиционирование воздуха. Кондиционер с помощью приборов автоматического регулирования поддерживает в помещении заданные параметры воздушной среды.

5) 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.

2. Опасные факторы

1) Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока. Положением о соблюдении электробезопасности является ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.

Опасный производственный фактор в помещении – поражение электрическим током. Основными причинами этого могут послужить прикосновение к токоведущим или конструктивным частям, оказавшимся под напряжением. Аудитория относится к категории помещений без повышенной опасности и характеризуется следующими признаками: температура воздуха и влажность в норме, отсутствие сырости, химически активной среды, токопроводящих пыли и полов.

Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний и своеобразный характер. Проходя через организм человека, электроток производит термическое, электролитическое, механическое, биологическое, световое воздействие. Термическое воздействие тока характеризуется нагревом кожи и тканей до высокой температуры вплоть

до ожогов. Электролитическое воздействие заключается в разложении органической жидкости, в том числе крови, и нарушении ее физико-химического состава. Механическое действие тока приводит к расслоению, разрыву тканей организма в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного взрывоподобного образования пара из тканевой жидкости и крови. Механическое действие связано с сильным сокращением мышц вплоть до их разрыва. Биологическое действие проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей и сопровождается судорожными сокращениями мышц. Световое действие приводит к поражению слизистых оболочек глаз [33].

С целью исключения опасности поражения электрическим током необходимо соблюдать следующие правила электрической безопасности:

- перед включением ЭВМ в сеть должна быть визуально проверена ее электропроводка на отсутствие возможных видимых нарушений изоляции, а также на отсутствие замыкания токопроводящих частей на корпус компьютера;
- при появлении признаков замыкания необходимо немедленно отключить от электрической сети ЭВМ и устранить неисправность;
- запрещается при включенной ЭВМ одновременно прикасаться к приборам, имеющим естественное заземление.

2) Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих [33].

Одним из самых распространенных источников ртутного загрязнения являются вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы. Каждая такая лампа, кроме стекла и алюминия, содержит около 60 мг ртути. Поэтому отслужившие свой срок люминесцентные лампы, а также другие приборы, содержащие ртуть, представляют собой опасный источник токсичных веществ [34].

Утилизация ламп предполагает передачу использованных ламп предприятиям – переработчикам, которые с помощью специального оборудования перерабатывают вредные лампы в безвредное сырье – сорбент, которое в последующем используют в качестве материала для производства, например, тротуарной плитки.

Под хранением отходов понимается временное размещение их в специально отведённых для этого местах или объектах до их утилизации [34]. Отработанные люминесцентные лампы, согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному

приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г., относятся к отходам, которые сортируются и собираются отдельно, поэтому утилизация люминесцентных ламп и их хранение должны отвечать определенные требованиям.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Степень огнестойкости зданий принимается в зависимости от их назначения, категории по взрывопожарной и пожарной опасности, этажности, площади этажа в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- использование только исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности
- отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ;
- курение в строго отведенном месте;
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

Возможные причины пожара: перегрузка в электросети, короткое замыкание, разрушение изоляции проводников.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения:

- огнетушащие вещества (вода, песок, земля);
- огнетушащие материалы (грубошерстные куски материи – кошмы, асбестовые полотна, металлические сетки с малыми ячейками ит. п.);
- немеханизированный ручной пожарный инструмент (багры, крюки, ломы, лопаты и т. п.);
- пожарный инвентарь (бочки и чаны с водой, пожарные ведра, ящики и песочницы с песком);
- пожарные краны на внутреннем водопроводе противопожарного водоснабжения в сборе с пожарным стволом и пожарным рукавом;
- огнетушители.

Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды. Здание должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу. В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не

менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации, был проведен:

1. Анализ керновых данных, в ходе которого были получены зависимости для расчета абсолютной проницаемости с учетом объемной глинистости; построены зависимости эффективной проницаемости по нефти и воде от абсолютной проницаемости по данным специальных исследований керна.

2. Прогноз промысловых значений проницаемости с учетом текущей водонасыщенности по данным ГИС с помощью выявленных зависимостей.

3. Сравнение полученных значений промысловой проницаемости с данными пластоиспытателей. Так же были проанализированы факторы, влияющие на методику расчета и методы борьбы с ними.

В результате проведенных исследований была разработана методика достоверной оценки промысловой проницаемости по данным ГИС для пластов ПК₁₋₃ месторождения Б, разработаны компьютерные алгоритмы для последовательной интерпретации. Как следствие, достигнута высокая эффективность прогноза эффективной проницаемости для последующего гидродинамического моделирования и управления разработкой месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Fundamentals of formation testing. – Schlumberger Marketing Drive, Sugar Land, Texas, USA, 2006. – 270 p.
2. 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.
3. Coates G.R., Lizhi Xiao and Prammer M.G., NMR Logging. Principles and Applications. Halliburton Energy Services, Houston, Texas, USA, 1999. – 253 p.
4. Колеватов А.А. Повышение точности прогноза проницаемости карбонатных пластов по данным исследования скважин, Автореферат диссертации. – Москва: ОАО “ВНИИнефть”, 2013. – 22 с.
5. Whittaker C., Fundamentals of production logging. – Schlumberger Digital Marketing, Houston, Texas, USA, 2013. – 201 p.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
7. 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.
8. Das S., Bal A., Seto S., Core Analysis Reconciles Disparate Permeabilities Derived from NMR, Stoneley and Formation Tester Providing Insight to Reservoir Characterization (IPTC-18715-MS). International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14-16 November 2016 – 8 p.
9. Eghbai Motaei, Azlan Shah B Johari and Husmidi B Hussain. Planning, Analysis and Integration of Wireline Formation Testing Mini-DST for Shallow Tight Gas Reservoir in Open Hole Well in Offshore Malaysia: A Case Study (IPTC-18945-MS). International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14-16 November 2016 – 7 p.
10. Косков Б.В. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных, Автореферат диссертации. – Пермь: Пермский Государственный Технический Университет, 2006. – 20 с.
11. PressureXpress tool brochure. – Schlumberger Marketing Communications, Houston, Texas, USA, 2006. – 4 p.

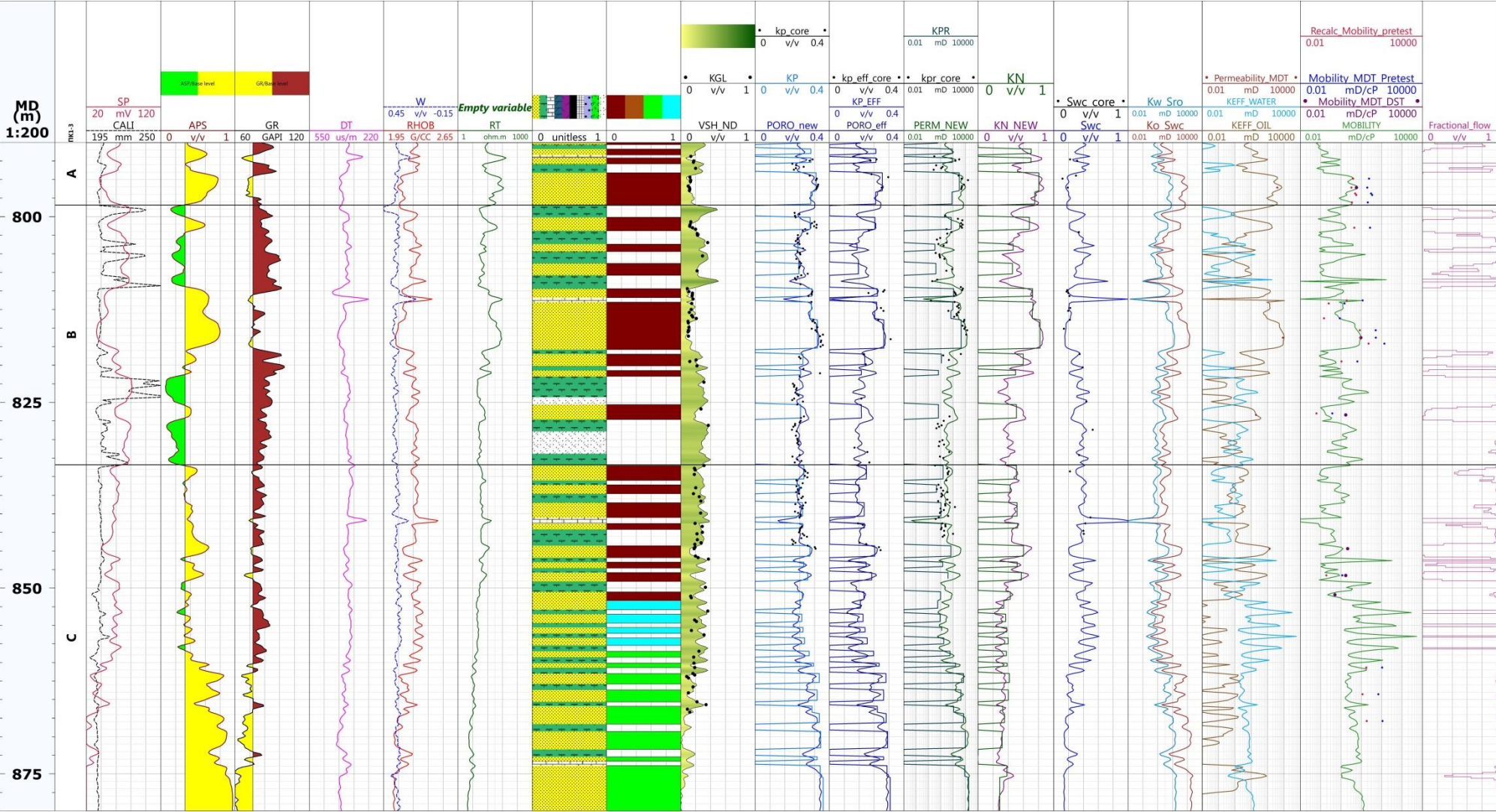
12. Rosetto F., Pampuri F. An innovative approach for permeability characterization in turbidites sequences of the Adriatic sea (OMC-2017-638). 13th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, 29-31 March, 2017. – 13 p.
13. Blekhman V., Diaz D. Calibrating Log-Derived Permeability 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.
14. 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.
15. MacArthur J., Vo D. and others. Integrating Pressure Data from Formation Tester Tool and DST to Characterize Deep Water Fields, East Kalimantan, Indonesia (SPE-74337-PA). 2000 SPE Asia Pacific Conference, Yokohama, Japan, 25-26 April, 2000. – 14 p.
16. Poe Jr. B.D., Butsch R.J. Calibration of Log Permeability Models using Fluid Flow Measurements (SPE 84389). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 5-8 October 2003. – 14 p.
17. Al-Harbi A. Ah., Gringarten A. A practical Approach to Determine Permeability from Wireline Measurements (SPE 111221). 2007 SPE Young Professionals Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, 9 May 2007. – 13 p.
18. Liu Tangyan, Ma Zaitian, Integrating MDT, NMR log and conventional logs for one-well evaluation. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 46, Issues 1-2, 15 February 2005. On-line link: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410504001275>.
19. Karpenkin Y., Weinheber P. The Integration of Petrophysical and Formation Tester Data in the Creation of a Petrophysical Model for an Eastern Siberia oilfield (SPE 146043). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October-2 November 2011. – 11 p.
20. Дешененков И.С. Повышение информативности моделирования нефтяных залежей на основе учета динамических свойств коллекторов (на примере неокотских отложений Западной Сибири). Автореферат диссертации. – Москва: ООО “Газпром ВНИИГАЗ”, 2013. – 26 стр.
21. Ongin T. Reservoir Characterisation: - Multi-Scales Permeability data integration: Lake Albert Basin, Uganda, MSc Thesis. Imperial College London, Great Britain, August 2013. – 65 p.

22. Liu C.B., Shwab K., Lin X.J. etc. Layer Productivity Prediction based on Wireline Logs and Formation Tester Data (SPE 64655). SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 7-10 November 2000. – 8 p.
23. Ahmed A., Ahmad M., Rehman A. Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities – A closer look “Sawan Tight Sands” (SPE 142836). SPE/PAPH Annual Technical Conference, Islamabad, Pakistan, 10-11 November 2010 – 6 p.
24. Castelijns C., Badry R., Decoster E., Hyde. C. Combining NMR and Formation Tester data for optimum hydrocarbon typing, permeability and producibility estimation. SPWLA 40th Annual Logging Symposium, Oklahoma, USA, 30 May – 3 June 1999 – 14 p.
25. Нургалиева Н.Г., Тухватуллин Р.К., Вафин Р.Ф. Основы промысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа. Методическое руководство: – Казанский Государственный Университет, Казань, 2006. – 72 стр.
26. Smolen J.J., Litsey L.R. Formation Evaluation using Wireline Formation Tester Pressure Data (SPE 6822). SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, 9-12 October 1977. – 8 p.
27. Phelps J.D., Stewart G. and Peden J.M. The Effect of Filtrate Invasion and Formation Wettability on Repeat Formation Tester Measurements (SPE 12962). European Petroleum Conference, London, England, 25-28 October 1984. – 16 p.
28. Usman A., Crary S.F., Coates G.R. Permeability Estimation: The various Sources and their Interrelationships (SPE 19604). SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, USA, 8-11 October 1989. – 10 p.
29. Ahmed T., Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Boston, USA, 2001. – 1211 p.
30. O’Sullivan T., Beliveau D., Praveer K., and Tandon R. Mangala Field Permeability Measurements: Comparison of Core, Wireline and Well Test Data (SPE 113164). Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Mumbai, India, 4-6 March, 2008. – 11 p.
31. Elarouci F., Mokrani N., etc. How to integrate wireline formation tester, logs, core and well test data to get hydraulic flow unit permeability’s: Application to Algeria Gas Field (SPE 134001). SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia, 8-10 June 2010. – 13 p.
32. 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.

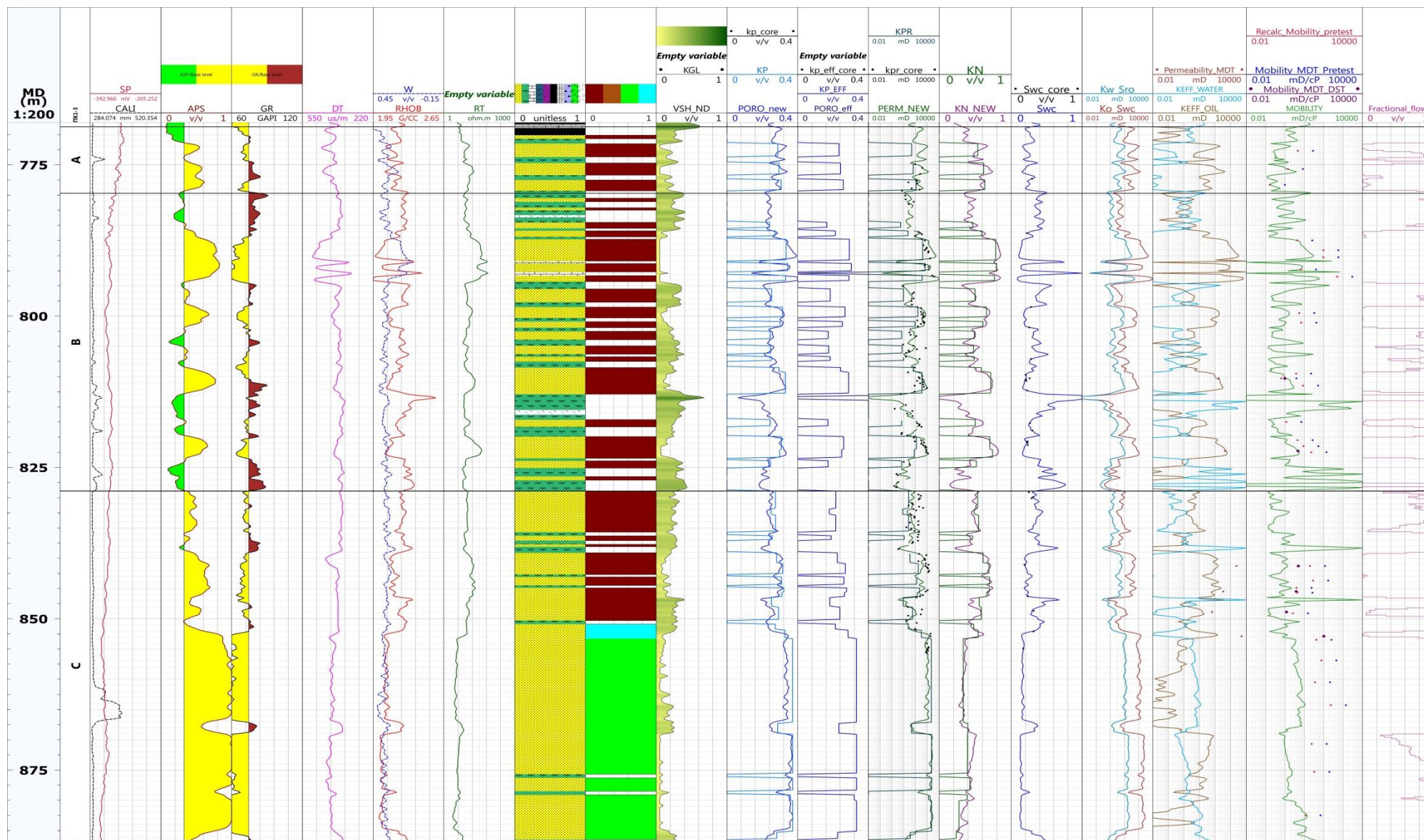
33. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
34. ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.
35. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002.
36. 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)»
37. СП 5.13130.2009. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. – Введ. 2009-05-01. – М.: МЧС России, 2009. – 107 с.;

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1.1 Графический планшет для скважины В1



Приложение 1.2 Графический планшет для скважины В7



Приложение 1.3 Графический планшет для скважины В2

