Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
Пермский национальный исследовательский политехнический университет

На правах рукописи

Ефимов Артем Александрович

РАЗРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ ФАЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

(на примере башкирских залежей Пермского края)

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель: доктор
геолого-минералогических наук
Галкин Сергей Владиславович

Пермь – 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Введение .....……..... 3

Глава 1. Анализ влияния фациальных особенностей формирования карбонатных каменноугольных отложений территории Пермского края на фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов.... 7

Глава 2. Исследование закономерностей распределения фильтрационно-емкостных характеристик башкирских карбонатных залежей Пермского края ……. 21

Глава 3. Обоснование геолого-математических моделей прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом фациальных особенностей коллекторов……..……..…… 33

3.1. Методы исследования …… 33

3.2. Модели для прогноза фильтрационно-емкостных свойств с учетом фациальных особенностей коллекторов для Сибирского месторождения….. 41

3.3. Модели для прогноза фильтрационно-емкостных свойств с учетом фациальных особенностей коллекторов для Кокуйского месторождения… 57

3.4. Модели для прогноза фильтрационно-емкостных свойств с учетом фациальных особенностей коллекторов для Батырбайского месторождения... 72

Глава 4. Разработка многомерных статистических моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти …….....…… 87

4.1. Методы исследования …… 87

4.2. Модели для прогноза коэффициента подвижности нефти Сибирского месторождения ..…….....…… 90

4.3. Модели для прогноза коэффициента подвижности нефти Кокуйского месторождения …….....…… 102

4.4. Модели для прогноза коэффициента подвижности нефти Батырбайского месторождения ..……...…….… 113

Заключение ……... 124

Список использованной литературы …… 126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Эффективность эксплуатации нефтяного месторождения во многом определяется достоверностью соответствия принятой при проектировании разработки геологической модели фактическому строению залежи. Недооценка фациальных условий и режимов осадконакопления существенно искажают геологические модели, снижая эффективность последующих проектных решений. Изучение влияния фациальных условий на петрофизические свойства пород-коллекторов, коэффициент подвижности нефти и, как следствие, коэффициент вытеснения нефти позволит более достоверно проводить геологическое моделирование месторождений.

Обобщение опыта геологического моделирования нефтяных месторождений Пермского края показывает, что в геологических моделях не всегда в полной мере учтены фациальные особенности отложений. Особенно учет фациальной изменчивости актуален для коллекторов карбонатного типа, представляющих собой сложнопостроенные и неоднородные геологические тела. К такому типу относятся карбонатные коллекторы башкирского яруса (пласт Бш), которые являются объектом исследований диссертации.

Целью настоящей работы является научное обоснование использования фациальных особенностей отложений башкирского яруса для прогноза коэффициента подвижности нефти с помощью геолого-математического моделирования на примере месторождений Пермского края.

Основные задачи исследований заключаются в следующем:

1. Определение фациальной принадлежности отложений по результатам описания кернового материала.

2. Установление закономерностей фациальной изменчивости в пределах залежей для различных тектонических элементов.

3. Исследование фильтрационно-емкостных характеристик коллектора в пределах выделенных фациальных зон.

4. Разработка статистических моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти с учетом фациальной изменчивости коллекторов.

Методы решения поставленных задач. В диссертации проведены следующие исследования:

1. Построены региональные схемы распределения значений вязкости пластовой нефти, проницаемости, коэффициентов подвижности и вытеснения нефти.

2. Фациальный анализ отложений горных пород по керну.

3. Сравнительный анализ фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов для выделенных фаций. Обоснованы статистические модели зависимости фильтрационно-емкостных свойств коллекторов от фациальных условий.

4. Построены статистические модели для прогноза коэффициента подвижности нефти по данным анализа исследований керна с учетом фациальных условий.

Научная новизна работы заключается в том, что на основе изучения данных кернового материала, петрофизических свойств и характеристик пласта предложен метод оценки коэффициента подвижности в различных фациальных условиях башкирских залежей нефти. Установлено влияние фациальной принадлежности коллекторов на характеристики подвижности нефти для башкирских залежей. Научно обоснована эффективность использования разработанных статистических моделей месторождений Пермского края расположенных в различных тектонических элементах.

Практическое значение и реализация результатов исследований. Результаты исследований вошли в три отчета по научно-исследовательской работе выполненные в рамках государственного задания (в том числе два по ФЦП), в отчет по хоздоговорной работе для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Защищаемые положения.

1. Установлена зональность распределения вязкостей пластовой нефти и коэффициента подвижности для башкирских залежей в пределах территории Пермского края.

2. Обоснованы геолого-математические модели прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом фациальных особенностей.

3. Разработаны многомерные статистические модели прогноза коэффициента подвижности нефти на основе петрофизических исследований и фациального анализа кернового материала.

Фактический материал. В работе проанализированы данные по 484 образцу керна из 81 скважины трех месторождений нефти Пермского края. По каждому образцу использовались значения по 9-ти характеристикам пласта.

Апробация работы и публикации. Основные положения диссертационной работы докладывались на ежегодных всероссийских научно-технических конференциях ПНИПУ (ранее ПГТУ) – «Нефтегазовое и горное дело» (Пермь, 2009 – 2011), научно-практической крнференции ПГНИУ – «Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья» (Пермь, 2010), научной конференции «Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента» (Сыктывкар, 2010), второй всероссийской конференции «Практическая микротомография» (Москва, 2013).

Автором опубликовано 16 научных работ, в том числе 9 статей в высокорейтинговых изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 132 страницах машинописного текста, иллюстрирован 50 рисунками и содержит 46 таблиц. Список литературы включает 124 наименований.

При написании диссертации использованы результаты определений в которых автор принимал непосредственное участие в качестве сотрудника лаборатории исследования пород и флюидов ООО «ПермНИПИнефть» (сейчас Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми) с 2001 по 2008 годы. В диссертации использованы результаты исследований каменноугольных отложений, проводимые на кафедре геологии нефти газа ПНИПУ, где автор работает в должности заведующего лабораторией петрофизики с 2008 года по настоящее время (2013г.).

Работа выполнена под научным руководством доктора геолого-минералогических наук С.В. Галкина, которому автор выражает искреннюю признательность.

Автор благодарен за консультации и поддержку в работе над диссертацией заслуженному деятелю наук РФ, доктору геолого-минералогических наук, профессору В.И.Галкину, а также сотрудникам горно-нефтяного факультета ПНИПУ О.Е.Кочневой и Г.П.Хижняку.

Глава 1. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ

Отложения башкирского яруса среднего отдела каменноугольной системы имеют широкое распространение в пределах восточной окраины Русской платформы и Предуральского краевого прогиба.

Первые данные о распространении и последовательности каменноугольных отложений в Пермском Приуралье были получены в середине XIX века и отражены в работах Р.И. Мурчисона [69, 84], В.И. Меллера (1869), Г.П. Гельмерсена (1841) и др. Работами А.А. Краснопольского (1889) и А.А. Штукенберга (1898) были заложены основы стратиграфии каменноугольных отложений.

Г.Н. Фредриксом в 1932году при сравнении разрезов отложений в районах рек Колвы, Вишеры и Чусовой отмечено их литологическое различие обусловленное фациальными замещениями. Исследования отложений в Чусовском и Вишерском районах И.И. Горским [54] и Г.А. Дуткевичем позволило подразделить их на пачки, выделить горизонты, установить литологическую изменчивость по простиранию и фациальную изменчивость по разрезу.

На Южном Урале С.В. Семихатовой [98] впервые были выделены башкирские слои. Обособление башкирского яруса явилось исходной точкой для исследования особенностей литологического и фациального состава среднекаменноугольных отложений. Обнаружение промышленной нефтеносности палеозойских отложений в восточной части Восточно-Европейской платформы привело к накоплению обширного материала исследований керна.

Применительно к территории Пермского края наиболее значимый вклад при комплексном изучении каменноугольных отложений внесен И.В. Пахомовым, О.А. Щербаковым, П.А. Сафроницким, под руководством которых выполнены

работы по детальному расчленению каменноугольных отложений, палеотектонические и палеогеографические реконструкции.

Эти работы начали проводиться с 50-х годов прошлого столетия на горно-нефтяном факультете Пермского политехнического института (сейчас Пермский национальный исследовательский политехнический университет, ПНИПУ) литолого-фациальной (впоследствии геологическая) группой кафедры «Геология нефти и газа» под руководством профессора Пахомова И.В.

С 1960 г. комплексные исследования литологии и стратиграфии глубоких скважин Пермского Прикамья ведутся в Камском филиале ВНИГНИ под руководством Кузнецова Ю.Н., Сташковой Э.К.

С 70-х годов по различным районам Среднего и Северного Урала стратиграфические исследования выполнялись в Пермском государственном университете (сейчас Пермский государственный национальный исследовательский университет, ПГНИУ) на кафедре «Региональная геология» под руководством Сафроницкого П.А.

К началу 80-х годов геологической группой Пермского политехнического института и сотрудниками Пермского госуниверситета была проведена большая работа по детальному изучению опорных разрезов карбона западного склона Урала. Состояние изученности среднекаменноугольных отложений было отражено в печатных работах: в трудах института геологии и геохимии УНЦ АН СССР и диссертациях [55, 116-119]. Результаты изучения остатков организмов каменноугольных отложений способствовали дробной стратификации изученных разрезов, на основе чего была разработана и принята унифицированная схема карбона Урала.

В 1984 году геологической группой Пермского политехнического института под руководством профессора Щербакова О.А. разработан метод, позволяющий проводить более достоверное и дробное расчленение и корреляцию отложений. Суть метода сводится к сочетанию циклического анализа и биостратиграфического, т.к. цикличность отражает этапность осадконакопления,

а биостратиграфия – этапность развития органического мира, характеризуя, таким образом, условия осадкообразования в прошлые геологические эпохи.

Значительный вклад в изучение среднего карбона Западного Урала внесли следующие научные работы [58, 116–118]. В результате детально описаны все разрезы карбона Вишерско-Чусовского Урала, изучен литологический, фаунистический и фациальный состав каменноугольных отложений, тектонический режим территории в каменноугольный период. Результаты литолого-фациальных исследований каменноугольных, и в частности, среднекаменноугольных отложений отражены в серии погоризонтных литолого-палеогеографических и палеотектонических карт, впервые составленных для территории западного склона Среднего и Северного Урала.

При изучении отложений каменноугольной системы западного склона Урала основной целью было детальное расчленение разреза до горизонтов с использованием биостратиграфического метода и циклического анализа, а также фациальная характеристика отложений для каждого яруса. Материалом послужили описания керна и данные интерпретации каротажных диаграмм ГИС.
Под фацией понимается горная порода обладающая определенными генетическими признаками (литологический состав, структура, текстура, остатки флоры и фауны), отражающими условия или обстановку её накопления, отличную от обстановки образования смежных одновозрастных пород. Выделение фаций основывается на результатах фациального анализа, сущность которого заключается в расшифровке связи литологических и палеонтологических признаков пород с теми палеографическими обстановками, в которых эти породы формировались.

Методология фациального анализа базируется на научных исследованиях. отраженных в работах Наливкина Д.В. [86], Крашенинникова Г.Ф. [71,72], Рухина Л.Б. [97]. В соответствие с этими работами в составе каменноугольных отложений территории Пермского края установлены три основные группы фаций: континентальные, лагунные и морские.

Континентальные отложения представлены русловыми и пойменными фациями, а также фациями озер, болот и пляжа.

Лагунные отложения отчетливо подразделяются на отложения бассейнов с пониженной соленостью (солоноватоводные) и с повышенной соленостью (солоноводные). Солоноватоводные включают в себя в прибрежной зоне моря: фации речных выносов, заливов, прибрежных болот, баров, кос, зоны волнений и слабых течений, а также фации открытого прибрежного мелководья; на удалении от береговой линии: фации зон опресненного мелководья, удаленных от берега, опресненных фаций средних и относительно больших глубин. Солоноводные фации всегда мелководные и представлены тремя фациями: солоноводными фациями карбонатных органогенных и хемогенных илов, а также фациями сульфатных хемогенных илов.

Морские фации наиболее разнообразны и сложны по соотношениям друг с другом. В их составе выделены фации прибрежного мелководья и мелководья открытого моря, закрытого и открытого прибрежного мелководья, отмелей, органогенных построек (биостромы, биогермы, рифы), поселений различных организмов: водорослей, брахиопод, кораллов, фораминифер, криноидей, мшанок, губок, а также фации ровного морского дна со спокойным и подвижным гидродинамическим режимом. Морские фации открытого моря разделяются по глубинам на мелководные, фации средних глубин и относительно глубоководные.

Данная диссертационная работа посвящена исследованию фациальной принадлежности отложений башкирского яруса и зависимости характеристик нефтеизвлечения от этого фактора. В связи с этим, необходимо рассмотреть более подробно литологический состав и фациальные обстановки отложений, формировавшихся на изучаемой территории в башкирский век.

Отложения башкирского яруса в пределах Пермского края представлены двумя типами разрезов: карбонатным и терригенно-карбонатным. Карбонатный тип разреза имеет наиболее широкое распространение и в нем преобладают органогенные, органогенно-обломочные и оолитовые известняки. Встречаются прослои доломитов, доломитизированных известняков и аргиллитов. Разрезы

терригенно-карбонатного типа представлены известняками и аргиллитами, имеют ограниченное распространение. На севере края в районах Ксенофонтово, Усть-Черная существовала суша, окаймляющаяся с юга и востока узкой полосой прибрежно-морского мелководного бассейна с терригенным осадконакоплением. Еще южнее и восточнее отлагались уже терригенно-карбонатные осадки (р-н г.Чердыни). Характерной особенностью башкирских отложений является наличие прослоев конгломерато-брекчий. Число прослоев в разрезе яруса изменяется от 1 до 12, причем приурочены они к разным частям разреза. Мощность башкирских отложений изменяется от 0-29 м на крайнем северо-западе до 98 м на крайнем юго-востоке края.

Несмотря на то, что в пределах изучаемой территории башкирский ярус развит повсеместно, в полном объеме он присутствует только в южной части западного склона Среднего Урала. Разрез находится на левом берегу р. Чусовой в 7 км вниз по течению от пос. Староуткинска и рекомендован в качестве опорного для башкирского яруса [115]. Здесь в виде скал, известных под названием камня «Сокол», обнажены породы серпуховского, башкирского и нижней части московского яруса. Разрез приурочен к западному крылу Староуткинской антиклинали.

По результатам многолетних исследований проведенных сотрудниками ПНИПУ установлено, что в башкирский век средней эпохи каменноугольного периода на территории Предуральского краевого прогиба и прилегающей части Восточно-Европейской платформы, в пределах Пермского края существовал эпиконтинетальный морской бассейн. Исходя из физико-географических обстановок формирования отложений, по положению относительно береговой линии на территории были развиты морские мелководные фации открытого моря (M^M).

Морские фации в основном представлены различными известняками. Они выделяются по имеющимся в них органическим остаткам, принадлежащим, по меньшей мере, двум группам стеногалинных организмов, или при отсутствии остатков фауны по наличию аутигенного глауконита. Известняки в составе

морских фаций отличаются большим разнообразием структурных особенностей. Наиболее широко распространены детритовые, биоморфные, комковатые и сгустковые структуры. Тонкозернистые, микрозернистые и пелитоморфные структуры имеют ограниченное распространение. Морские отложения характеризуются обилием и качественным разнообразием органических остатков. Среди них чаще всего встречаются фораминиферы, иглокожие (преимущественно членики криноидей) и водоросли. Значительно меньше распространены брахиоподы, мшанки, кораллы и остракоды. Остатки организмов находятся в прижизненном либо в близком к нему положении. Выделяются водорослевые, фораминиферовые поселения. Переход от одной фации к другой происходит постепенно. Этим обусловлено существование промежуточных фациальных типов.

По характеру дна, глубинам, гидродинамическому режиму и комплексу органических остатков на исследуемой территории в комплексе морских мелководных фаций открытого моря по направлению от берега выделяются следующие группы фаций: фации отмелей, фации поселений различных организмов, фации относительно ровного морского дна.

Фации отмелей (ОТ)

Отложения этих фаций формировались в условиях исключительно малых глубин, как правило, не превышающих 10 м. Среда осадконакопления отличалась высокой подвижностью вод и плотным, твердым каменистым дном. Морские отложения представлены известняками и известняковыми брекчиями и песчаниками. Известняки, в большинстве своем, – органогенно-обломочные, комковато-обломочные, брекчиевые. Комплекс органических остатков, свойственных рассматриваемым фациям, богат и разнообразен. В большом количестве присутствуют массивные колонии багряных водорослей, желваки гирванелл, однокамерные и многокамерные фораминиферы, кораллы и брахиоподы. По периферии фации отмелей последовательно сменяются фациями различных фаунистических поселений.

Фации поселений различных организмов (ПО)

Этот комплекс фаций очень широко распространен в составе мелководных отложений, располагается на склонах и по периферии отмелей и означает постепенный переход к фациям относительно ровного морского дна. Фации данного комплекса являются моноценозами и располагаются по площади в закономерном порядке, представляющем собой полный фациальный ряд. Переход от одной фации к другой совершается постепенно, за счет чего в отложениях на стыке разных фаций часто присутствуют смешанные поселения. Группа фаций ПО включает фации водорослевых, брахиоподовых, криноидных, фузулинидовых и фораминиферовых поселений.

Фации водорослевых поселений (ВП)

К этим фациям принадлежат водорослевые известняки, сложенные скелетными остатками зеленых (*Calcifolium, Koninckpora, Beresella, Dvinella* и др.) и багряных (*Ungarella, Donezella* и др.) водорослей. По особенностям своего строения они образовывали заросли, покрывавшие часть морского дна. После отмирания организмов в донном осадке скапливались их твердые скелетные остатки, из которых впоследствии образовались прослои водорослевых известняков толщиной до 0,5 м. Для фаций характерны биоморфные и органогенно-детритовые структуры. В этих известняках водорослям сопутствуют ископаемые остатки фораминифер, криноидей, брахиопод и одиночных четырехлучевых кораллов.

Фации брахиоподовых поселений (БП)

К фациям брахиоподовых поселений отнесены брахиоподовые известняки и известняки с брахиоподами, раковинам которых принадлежит ведущая роль в составе породы. Среди структур ведущее значение принадлежит органогенным и органогенно-детритовым. Из органических остатков для фаций брахиоподовых поселений характерны водоросли, особенно трубчатые и багряные,

многокамерные фораминиферы (реже фузулиниды), членики криноидей и одиночные кораллы. Среди брахиопод преобладают представители свободнолежащего типа при подчинённом значении представителей якорного типа.

Фации криноидных поселений (КРП)

Фации криноидных поселений представлены криноидными известняками, а иногда реликтово-криноидными доломитами. Выделение этих фаций несколько условно, т.к. в некоторых случаях нет уверенности в накоплении скелетных остатков криноидей на месте их обитания. Однако, даже если членики криноидей и были перемещены после отмирания организма, то это расстояние от места их обитания было невелико, так как членики не несут следов транспортировки. Преобладающей структурой фаций криноидных поселений является органогенно-детритовая. Из органических остатков свойственны водоросли, разнообразные фораминиферы, одиночные и колониальные ругозы, мшанки и брахиоподы, принадлежащие в подавляющем большинстве к якорному экологическому типу.

Фации фузулинидовых поселений (ФП)

Фации фузулинидовых поселений представлены фузулинидовыми известняками и реликтово-фузулинидовыми доломитами, в которых фузулиниды нацело слагают всю породу. Фации фузулинидовых поселений как самостоятельную группу фаций выделяют только в среднекаменноугольных отложениях, т.к., начиная со среднего карбона в составе фораминиферовых сообществ всё большую роль начинает играть надсемейство Fusulinadeae. Среди известняков преобладают органогенные и органогенно-детритовые разности, среди доломитов – тонко- и мелкозернистые (кристаллические). Из органических остатков в фациях фузулинидовых поселений встречаются членики криноидей, мшанки, одиночные четырехлучевые кораллы и водоросли. Представители других групп организмов встречаются исключительно редко.

Фации фораминиферовых поселений (ФП)

К этим фациям отнесены фораминиферовые известняки. Преобладающими микроструктурами фораминиферовых известняков являются детритовая и мелкодетритовая. Для фаций фораминиферовых поселений, помимо фораминифер, наиболее характерны водоросли, брахиоподы, мшанки и членики криноидей.

Фации относительно ровного морского дна (РМД)

Этот комплекс включает фации ровного морского дна с подвижным гидродинамическим режимом и со спокойным гидродинамическим режимом.

Фации участков ровного морского дна с подвижным гидродинамическим режимом (РМДП) характеризуются морскими отложениями, которые накапливались в обстановках с плотным дном и подвижной динамикой среды. Это наложило отпечаток на структуры горных пород и качественный состав органических остатков. В литологическом отношении они представлены различными известняками, и ведущая роль принадлежит органогенно-детритовым разностям. Состав органических остатков характеризуется несколько большим разнообразием водорослей, большей ролью мшанок и иглокожих, а среди брахиопод – преобладанием представителей якорного типа.

Фации участков ровного морского дна со спокойным гидродинамическим режимом (РМДС) представляют собой отложения, которые формировались в удаленных от берега морских мелководных обстановках, отличающихся илистым дном и спокойным или слабоподвижным гидродинамическим режимом. Рассматриваемые фации представлены различными известняками, часто доломитизированными и окремненными, иногда в различной степени глинистыми, с большим разнообразием структурных особенностей. Среди них преобладают микрозернистые, тонкозернистые, сгустковые, комковатые и сгустково-комковатые разности. Известняки содержат богатый и разнообразный комплекс органических остатков, принадлежащих водорослям, многокамерным

фораминиферам (в том числе, фузулинидам), брахиоподам свободно лежащего типа и одиночным кораллам.

Связи между выделенными морскими фациями показаны на Рисунке 1.

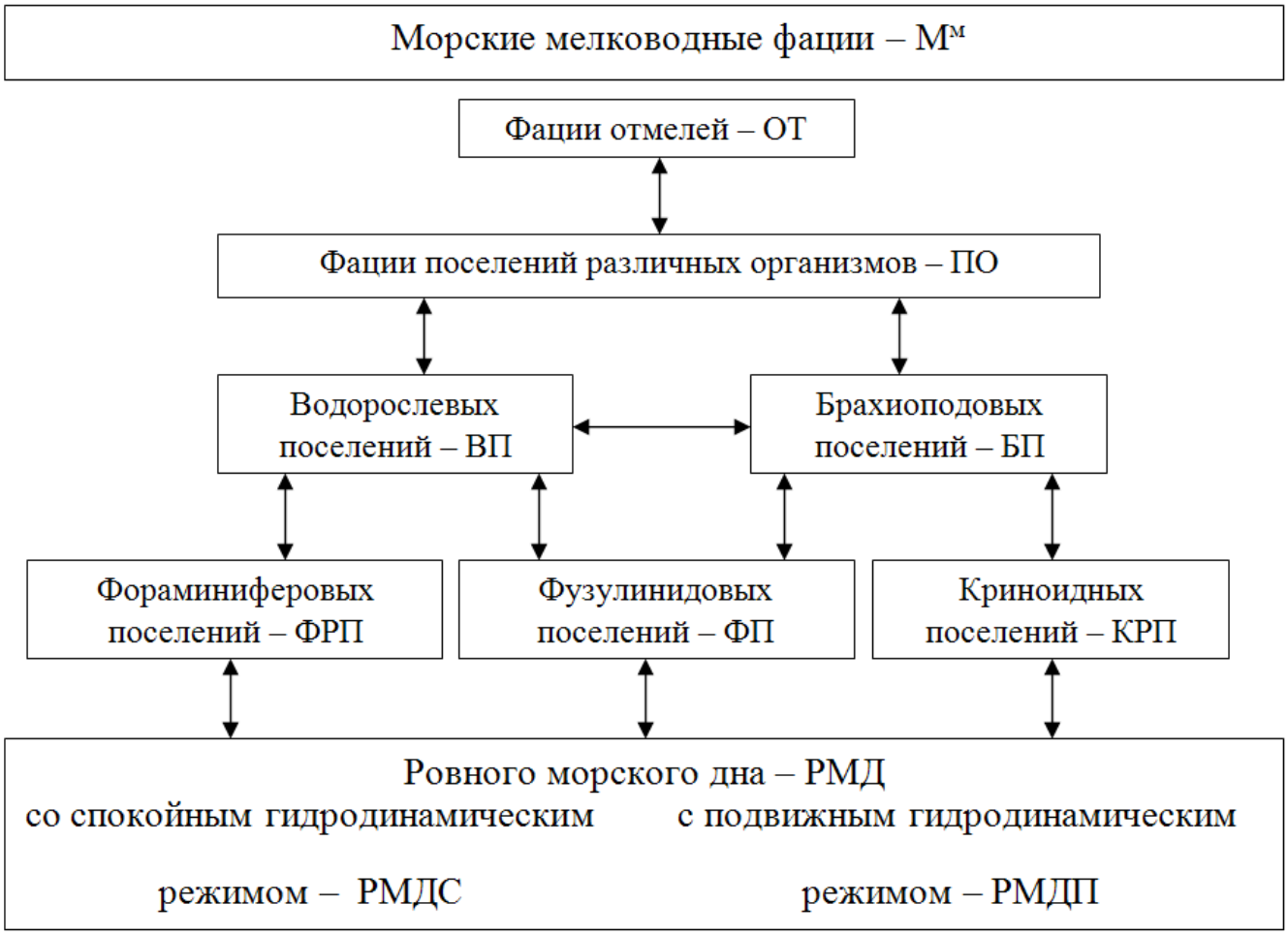


Рис.1 Схема взаимосвязи фаций, в условиях формирования карбонатных отложений башкирского яруса

В пределах территории Пермского края отложения башкирского яруса входят в состав верхневизейско-башкирского карбонатного нефтегазоносного комплекса. В башкирском ярусе установлено более 100 промышленных залежей. Они есть во всех регионах края, кроме Юрюзано-Сылвенской депрессии. Все выявленные залежи относятся к массивному типу. В Бымско-Кунгурской впадине открыто 30 залежей, в Соликамской депрессии - 23, на Башкирском своде - 32, на Пермском

своде - 18, в Верхнекамской впадине - 15, на Ракшинской седловине - 3, в Висимской впадине, Косьвинско-Чусовской седловине, передовых складках Урала и Камском своде по одной залежи.

Лучшими коллекторскими свойствами в разрезе башкирских отложений обладают биоморфно-водорослевые, фораминиферовые разности известняков, которые представляют пласт Бш. В ряде районов южной части Пермского края проницаемые зоны образуют пласты $Бш_1$ и $Бш_2$, а на отдельных участках (Осинский) еще и пласты $Бш_0$ и $Бш_3$. Окремнелые плотные известняки верхней части башкирского яруса и аргиллиты нижней части верейского горизонта являются покрышкой для башкирских залежей. Покрышка регионально развита по территории края, но имеет тенденцию к уменьшению мощности в юго-западном направлении: от 15-20 м на Ярино-Каменноложском месторождении до 1-3 м на Красноярско-Куединском.

Вопросом фациальной принадлежности карбонатных отложений в контексте изучения фильтрационно-емкостных свойств и прогноза распространения резервуаров различных литологических типов для нефтяных месторождений Пермского края, занимались в ЗАО «КамНИИКИГС» (Сташкова Э.К., 2006) и в ООО «ПермНИПИнефть» (Вилесов А.П., 2009). Исследования проводились для фаменских и турнейских продуктивных толщ, приуроченным, как правило, к биогермным массивам.

Основной характеристикой продуктивности коллекторов является коэффициент извлечения нефти (*КИН*). При анализе технологических решений эффективности разработки нефтяных месторождений принято рассматривать *КИН* как произведение коэффициентов охвата пласта процессом вытеснения ($K_{ОХВ}$) и вытеснения нефти ($K_{ВЫТ}$).

Коэффициент охвата вытеснением характеризует степень вовлечения запасов залежи в разработку и зависит от того, насколько реализуемая система разработки нивелирует макронеоднородность геологического строения залежи, т.е. учитывает распределение в объеме залежи фильтрационных потоков. На величину $K_{ОХВ}$ прежде всего влияют соотношение вязкостей нефти и воды, степень

неоднородности и расчлененности пластов. Неблагоприятное соотношение вязкостей и большая степень неоднородности пласта приводят к неравномерности фронта продвижения воды по отдельным пропласткам и зонам пласта. В результате значительные зоны остаются неохваченными процессом вытеснения. В целом на величину $K_{ОХВ}$ в значительной степени влияют такие технологические решения, как реализация системы заводнения, плотность сетки скважин и т.д.

Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом характеризует эффективность вытеснения нефти на микроуровне и зависит от того, насколько применяемый рабочий агент обеспечивает полноту вытеснения нефти из пустотного пространства пород-коллекторов залежи, охваченных воздействием. Факторами, влияющими на коэффициент вытеснения, являются соотношение вязкостей нефти и рабочего агента, неоднородность пористой среды и избирательная смачиваемость. Таким образом, именно $K_{ВЫТ}$ характеризует собственно коллекторские характеристики залежи.

Анализ результатов экспериментов показал, что при использовании в качестве аргумента абсолютной газопроницаемости модели (k), рассчитываемой как среднее арифметическое значение абсолютных газопроницаемостей образцов модели пласта, коэффициент вытеснения возрастал с ростом проницаемости. Однако, в ряде случаев, при одинаковых проницаемостях моделей одновозрастных отложений одного месторождения значения $K_{ВЫТ}$ значительно отличались друг от друга.

Согласование результатов было получено, когда в качестве аргумента зависимости $K_{ВЫТ}$ стала использоваться фазовая проницаемость по нефти ($k_{ФАЗ}$) – проницаемость модели по нефти при наличии в образцах остаточной водонасыщенности.

Для месторождений Пермского края обоснованы, и длительное время опробованы надежные методики оценки коэффициента нефти водой ($K_{ВЫТ}$) как опытным путем в лабораторных условиях по керну, так и на основе установленных для различных типов залежей и районов логарифмических функциональных зависимостей вида [92, 112, 113]:

$$K_{ВЫТ} = A \, Ln \, K_{ПОДВ} + B, \qquad (1.1)$$

где $K_{ПОДВ}$ – коэффициент подвижности, представляющий собой отношение проницаемости коллектора ($k_{ФАЗ}$) по нефти к вязкости нефти (μ).

Для различных типов коллекторов (поровый, трещинный, трещинно-поровый и т.д.) для каждого вида пустотности определяют соответствующую ей величину проницаемости.

Экспериментальное определение коэффициента вытеснения проводится в соответствии с требованиями ОСТа 39-195-86 [88] в лабораторных условиях на образцах керна, в основном относящихся к поровому типу, и, следовательно, характеризует поровую часть коллектора. Исходя из этого, при использовании обсуждаемых зависимостей $K_{ВЫТ}$ всегда необходимо определять проницаемость поровой части, т.е. по керну или ГИС.

Такой подход наиболее актуален для порово-трещинных коллекторов. Для них, определяемая по результатам гидродинамических исследований (ГДИ), проницаемость по нефти ($k_{ФАЗ}$), как правило, больше, чем проницаемость их поровой части. Если за основу берется проницаемость по ГДИ, то коэффициент вытеснения, снимаемый с зависимости от подвижности и полученный для порового типа коллектора, ставится в соответствие более высокому значению проницаемости, характерному для другого, более сложного типа коллектора, и, в результате, оказывается завышенным.

Избежать данного недостатков можно при определении проницаемости по геофизическим исследованиям $k_{ГИС}$ [79-81]. При обосновании $k_{ГИС}$ используется зависимость «пористость ($K_П$) – проницаемость (k)», описываемая уравнением вида:

$$K_П = A \, (k)^B \qquad (1.2)$$

здесь k – абсолютная газопроницаемость образцов керна порового типа.

Пористость $K_П$ достаточно надежно определяется методами ГИС, после чего по зависимости рассчитывается проницаемость как отдельных пропластков, так и пласта в целом.

В связи с тем, что при построении зависимости $K_{ВЫТ}$ используется проницаемость по нефти, возникает необходимость в переходной зависимости от проницаемости по ГИС, т.е. от абсолютной проницаемости k к фазовой проницаемости по нефти $k_{ФАЗ}$, уравнение в этом случае имеет степенной вид:

$$k_{ФАЗ} = A\ (k)^{B} \qquad (1.3)$$

Методика оценки коэффициента вытеснения нефти на основе переходной зависимости от абсолютной проницаемости к фазовой по нефти, при наличии трещинной составляющей проницаемости исключает возможность его завышения и способствует более точной оценке. Кроме того, привлечение данных ГИС позволяет определять коэффициент вытеснения для продуктивных отложений в районе каждой скважины.

Таким образом, для территории Пермского края карбонатные каменноугольные отложения достаточно хорошо изучены: установлены основные литологические типы, проведено детальное стратиграфическое расчленение, построены палеотектонические и палеогеографические реконструкции (преимущественно для зоны прогиба и передовых складок Урала). В свою очередь, обнаружение промышленной нефтеносности палеозойских, в том числе и каменноугольных, отложений в восточной части Восточно-Европейской платформы, и исследования петрофизических характеристик пород-коллекторов на керне привело к накоплению обширного материала исследований.

Из вышесказанного следует, что процесс вытеснения нефти в пределах залежи для территории исследования определяется главным образом подвижностью нефти. Задачей диссертации ставится количественная оценка влияния петрофизических характеристик и фациальных особенностей башкирских карбонатных залежей на коэффициент подвижности нефти.

Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ХАРАКТРИСТИК БАШКИРСКИХ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Карбонатные отложения башкирского яруса имеют сложное строение, высокую степень неоднородности, и, как следствие, часто не высокие фильтрационно-емкостные свойства. Значения $K_{ВЫТ}$ для башкирских залежей в среднем ниже, чем для других основных эксплуатационных объектов Пермского края. На Рисунке 2.1 представлена гистограмма распределения значений $K_{ВЫТ}$ основных нефтегазоносных комплексов (НГК) территории Пермского края.

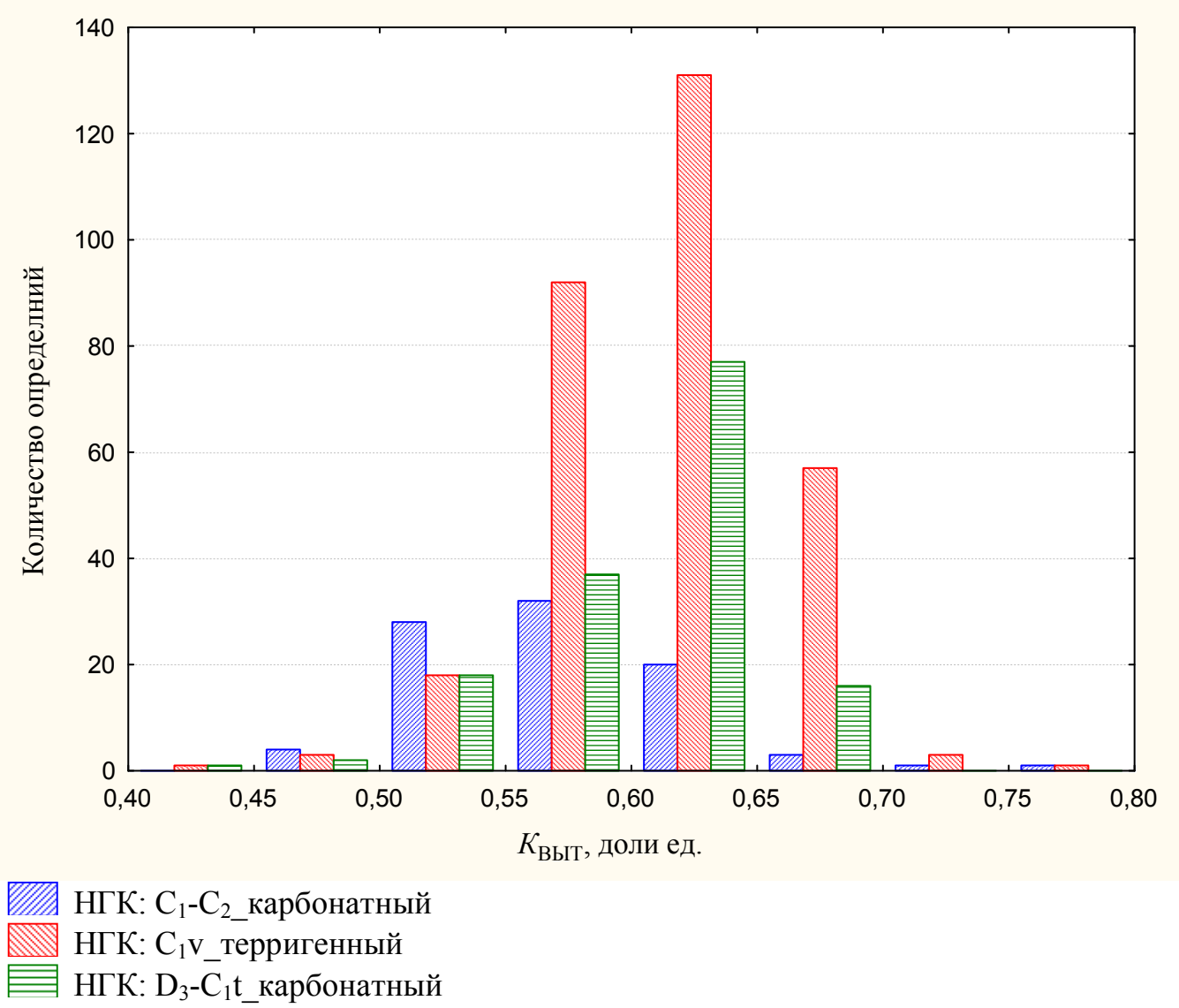


Рис.2.1. Гистограмма распределения значений $K_{ВЫТ}$ основных НГК

Достоверный прогноз фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов башкирских залежей определяет методы и эффективность их разработки. В диссертации для анализа использованы данные характеризующие коллекторские свойства, характеристики процесса вытеснения и вязкости нефти

Величина вязкости пластовой нефти для башкирских залежей Пермского края изменяется в диапазоне от 0,7 до 38,0 мПа*с [60]. Изменение μ для территории исследования имеет зональный характер. По мере удаления от передовых складок Урала (ПСУ) в башкирских залежах для всех крупных тектонических элементов наблюдается повышение вязкости нефти. Зависимости вязкости и расстояния от ПСУ ($L_{ПСУ}$, км) для наиболее изученных крупных тектонических элементов характеризуются положительными корреляциями, что видно из Талицы 2.1.

Таблица 2.1

Статистические характеристики вязкости нефти и проницаемости пласта Бш в зависимости от удаленности от ПСУ

Тектонический элемент	Уравнение регрессии; область применения модели; диапазон изменения (среднее значение ± стандартное отклонение)	
	μ, мПа*с	k, 10^{-3} мкм^2
Соликамская депрессия (СолД)	$L_{ПСУ}$= -0,4681+0,1159 μ, r = 0,45; 4 –35 км; 0,69 – 10,86 (2,14±2,37)	$L_{ПСУ}$ = 131,2716-3,7293 k, r = -0,53; 4 –35 км; 9,0 – 285,0 (47,35±64,93)
Бымско-Кунгурская впадина (БКВ)	$L_{ПСУ}$ = 0,3412+0,0348 μ, r = 0,13, 57 – 118 км; 1,19-30,23 (6,98±9,62)	$L_{ПСУ}$ = 301,5536 - 2,3557 k, r = -0,46; 57 – 118 км; 3,0 –261,0 (61,58±76,07)
Пермский свод (ПС)	$L_{ПСУ}$ = -2,0331+0,0981 μ, r = 0,46; 54 – 172 км; 1,12 – 34,68 (8,97±8,44)	$L_{ПСУ}$ = 51,2697+0,1167 k, r = 0,09; 54 – 172 км; 10,0 – 192,0 (64,35±51,72)
Башкирский свод (БС)	$L_{ПСУ}$ = 2,2093+ 0,0425 μ, r = 0,29; 119 – 217 км; 5,56 – 38,45 (11,11±7,07)	$L_{ПСУ}$ = -154,3302 + 1,6907 k, r = 0,42; 119 – 217 км; 3,0 – 409,0 (152,16±103,07)

Поля корреляции вязкости и проницаемости от удаленности относительно ПСУ для наиболее крупных тектонических элементов Пермского края представлены на Рисунке 2.2.

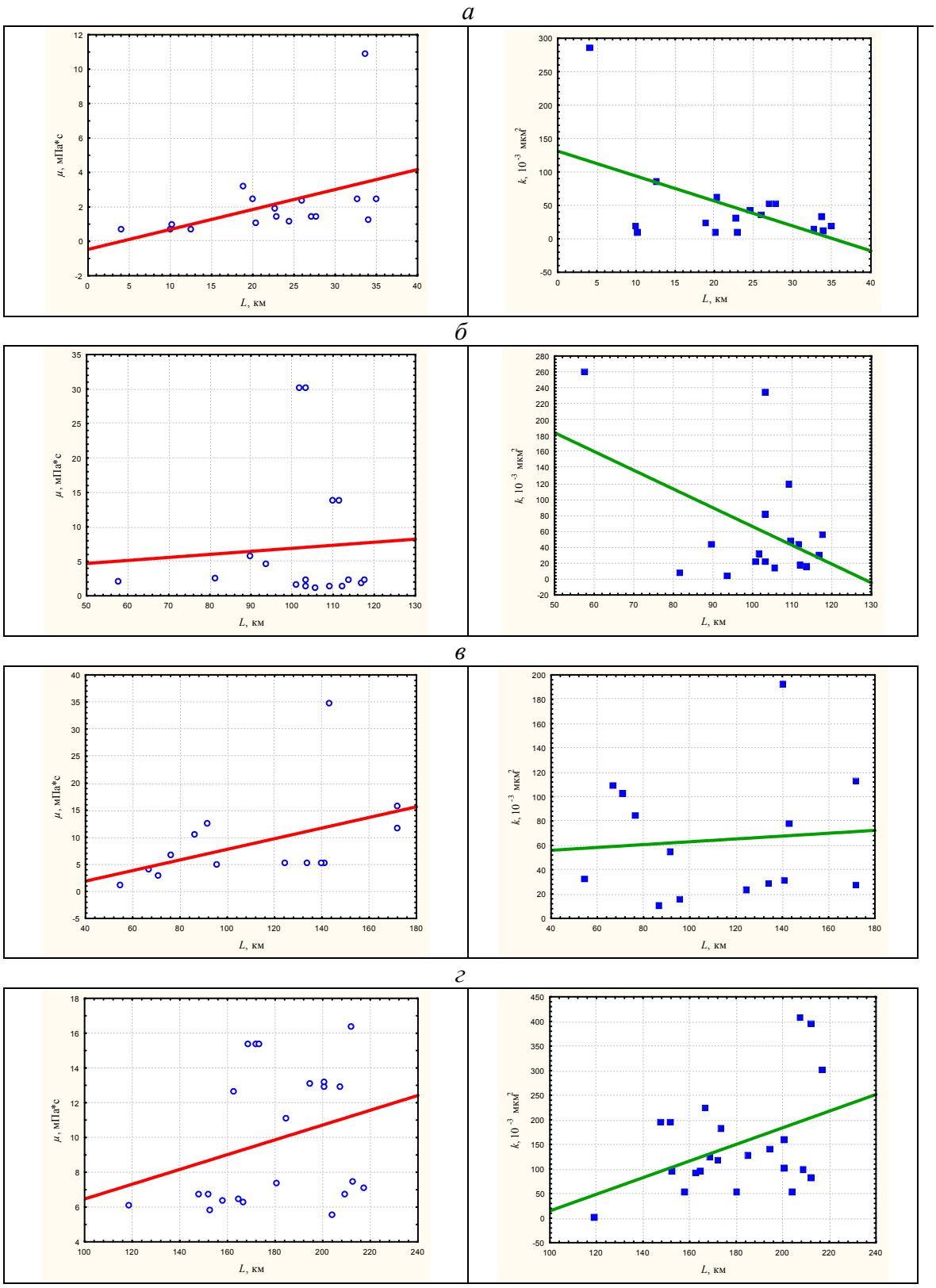


Рис. 2.2. Поля корреляции k, μ и расстояния от ПСУ для крупных тектонических элементов: СолД (а), БКВ (*б*), ПС (*в*), БС (*г*)

Зональность изменения вязкости пластовой нефти в зависимости от удаленности от ПСУ графически представлена на Рисунке 2.3.

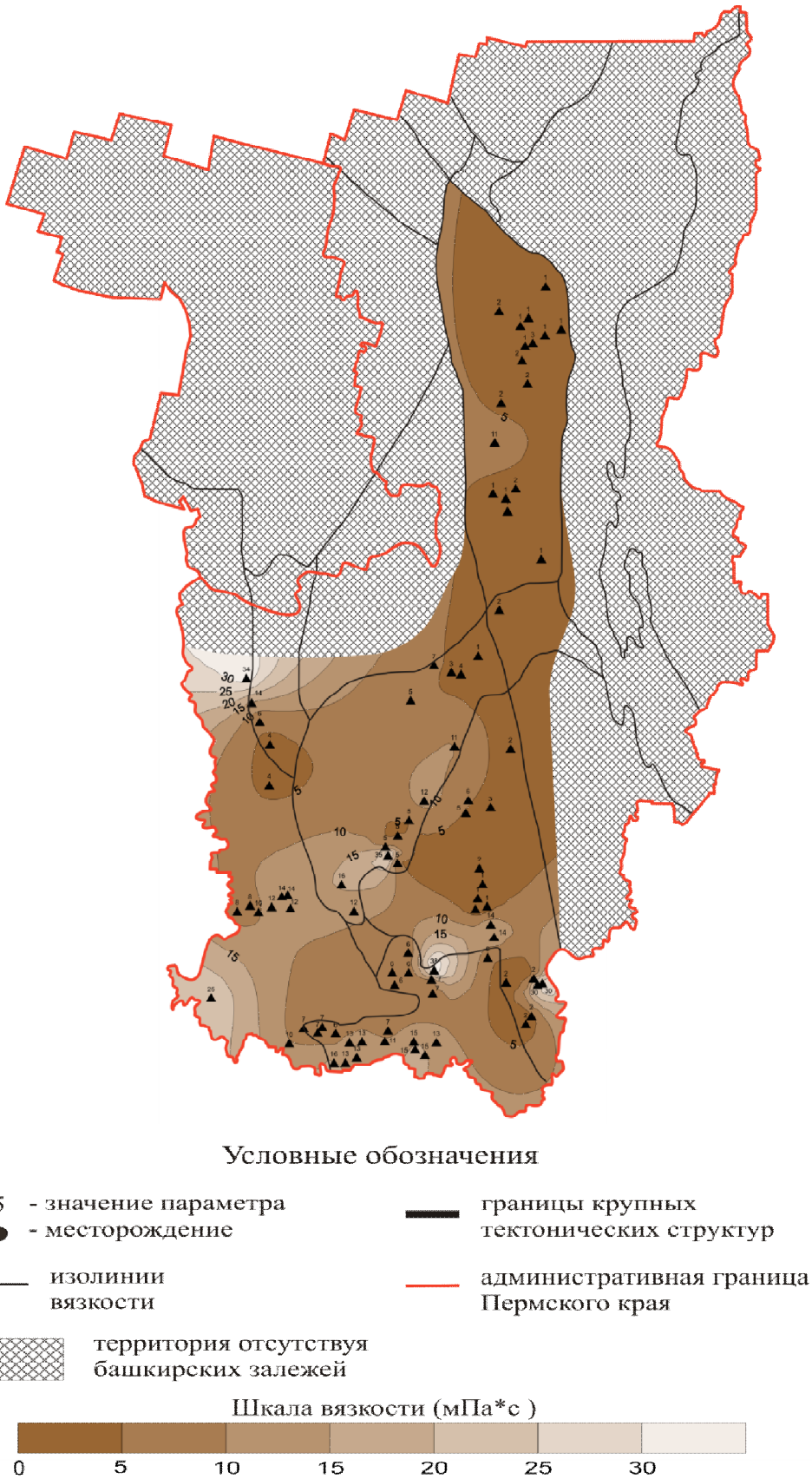
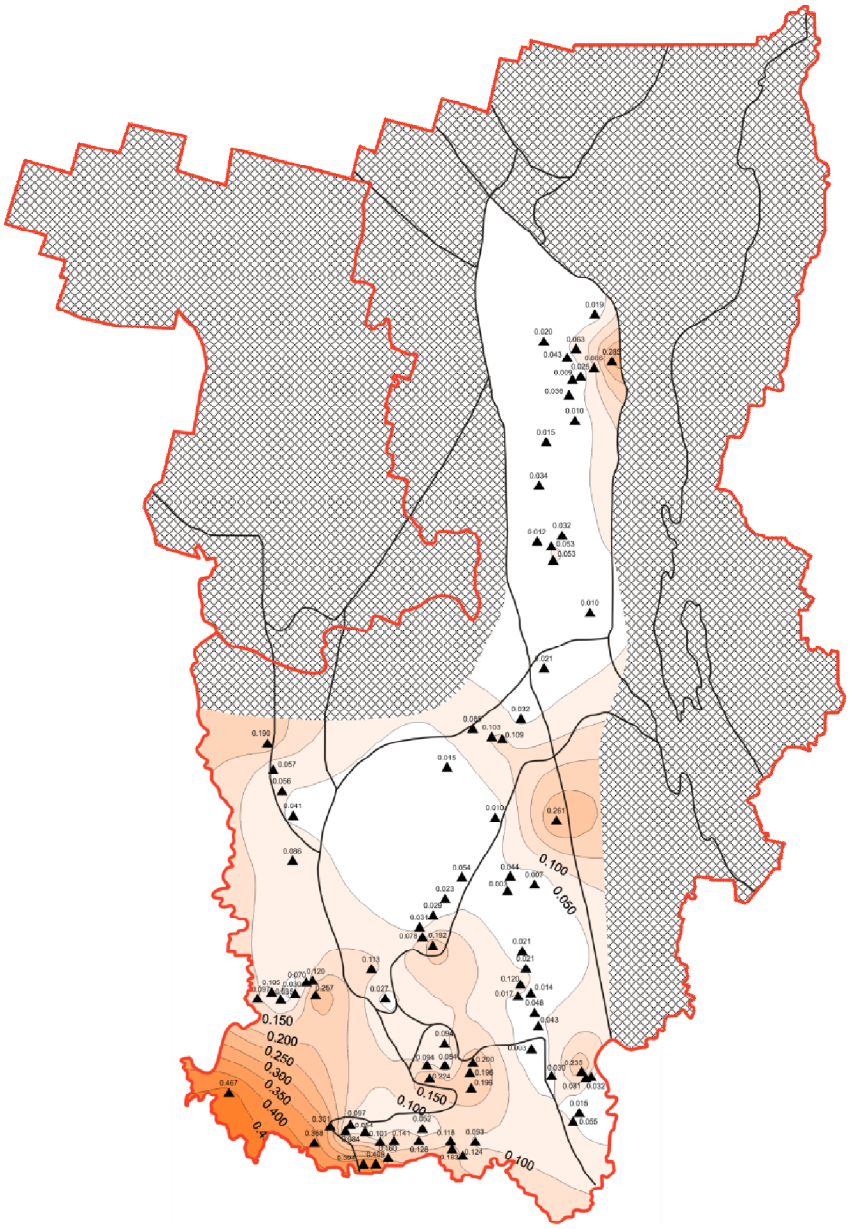


Рис. 2.3. Схема распределения μ для башкирских залежей Пермского края

Из рисунка видно, что увеличение вязкости пластовой нефти имеет площадной характер – с севера на юг и с запада на восток. Распределение же проницаемости для башкирских залежей носит пространственный характер и представлено на Рисунке 2.4.



Условные обозначения

0.150 - значение параметра

- месторождение

изолинии проницаемости

границы крупных тектонических структур

административная граница Пермского края

территория отсутствуя башкирских залежей

Шкала проницаемости (мкм^2)

0.000 0.050 0.100 0.150 0.200 0.250 0.300 0.350 0.400 0.450 0.500

Рис. 2.4. Схема распределения *k* для башкирских залежей Пермского края

Корреляционные связи между k и $L_{ПСУ}$ имеют как положительные, так и отрицательные направленности. Это связано с тем, что даже в пределах залежей проницаемость для карбонатных сложнопостроенных коллекторов изменяется в широком диапазоне как по латерали так и по разрезу. Соответственно, величины коэффициентов подвижности нефти в контуре залежи, в основном, определяются именно проницаемостью коллекторов, обусловленной главным образом фациальными условиями.

На Рисунке 2.5 представлен график зависимости коэффициента подвижности нефти от проницаемости отложений и вязкости нефти.

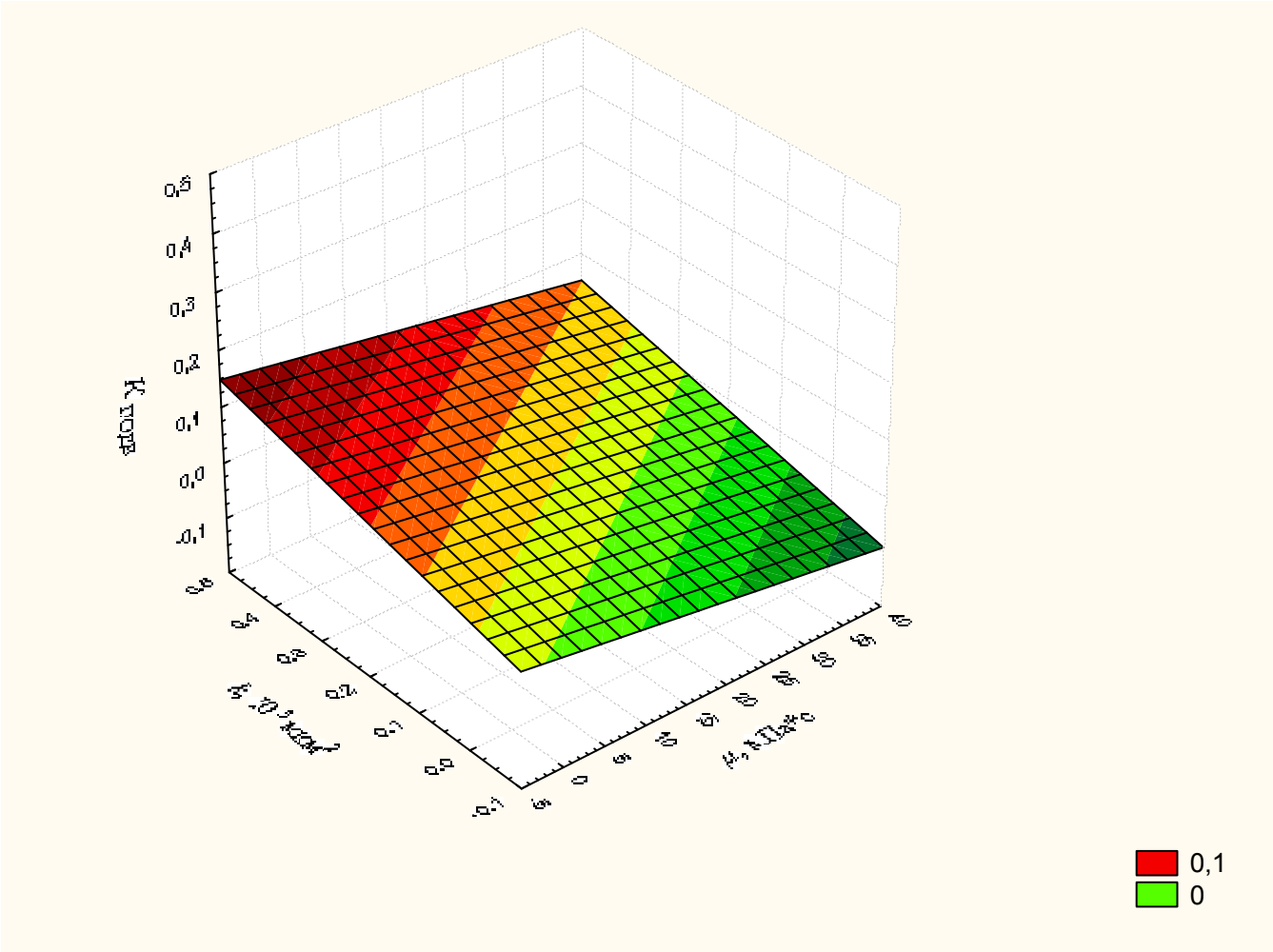


Рис. 2.5. Зависимость $K_{ПОДВ}$ от k и μ

Уравнение множественной регрессии имеет следующий вид:

$$K_{ПОДВ} = 0{,}0189 - 0{,}0022k + 0{,}2373\mu \qquad (2.1)$$

Коэффициенты корреляции между $K_{ПОДВ}$ и k, $K_{ПОДВ}$ и μ соответственно r=0,49 и r=-0.40.

Распределение значений параметра $K_{ПОДВ}$ для башкирских залежей Пермского края представлено на Рисунке 2.6.

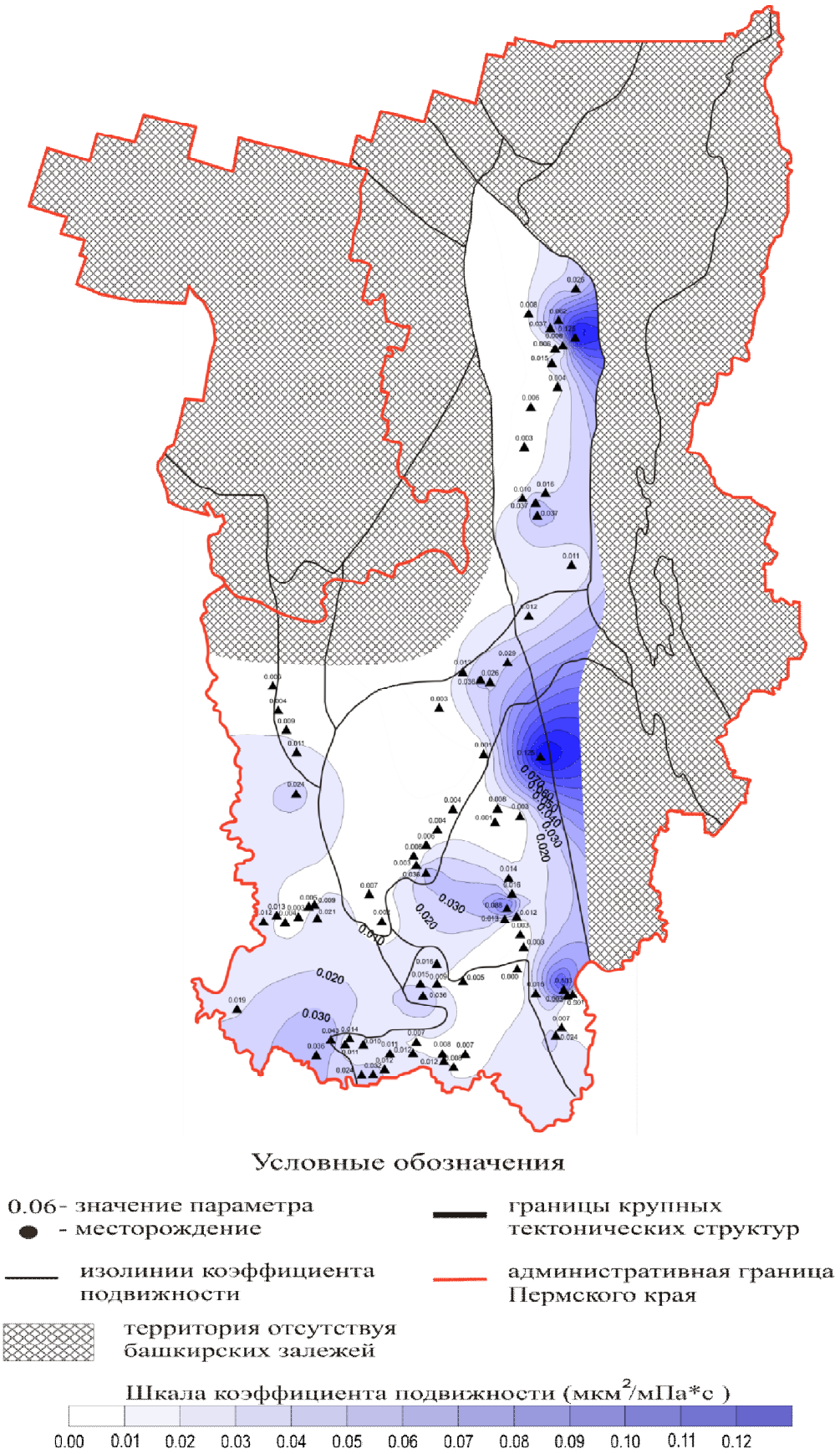


Рис. 2.6. Схема распределения $K_{ПОДВ}$ для башкирских залежей Пермского края

Для коэффициента вытеснения нефти, составляющей которого является $K_{ПОДВ}$, построена схема распределения, которая представленная на Рисунке 2.7.

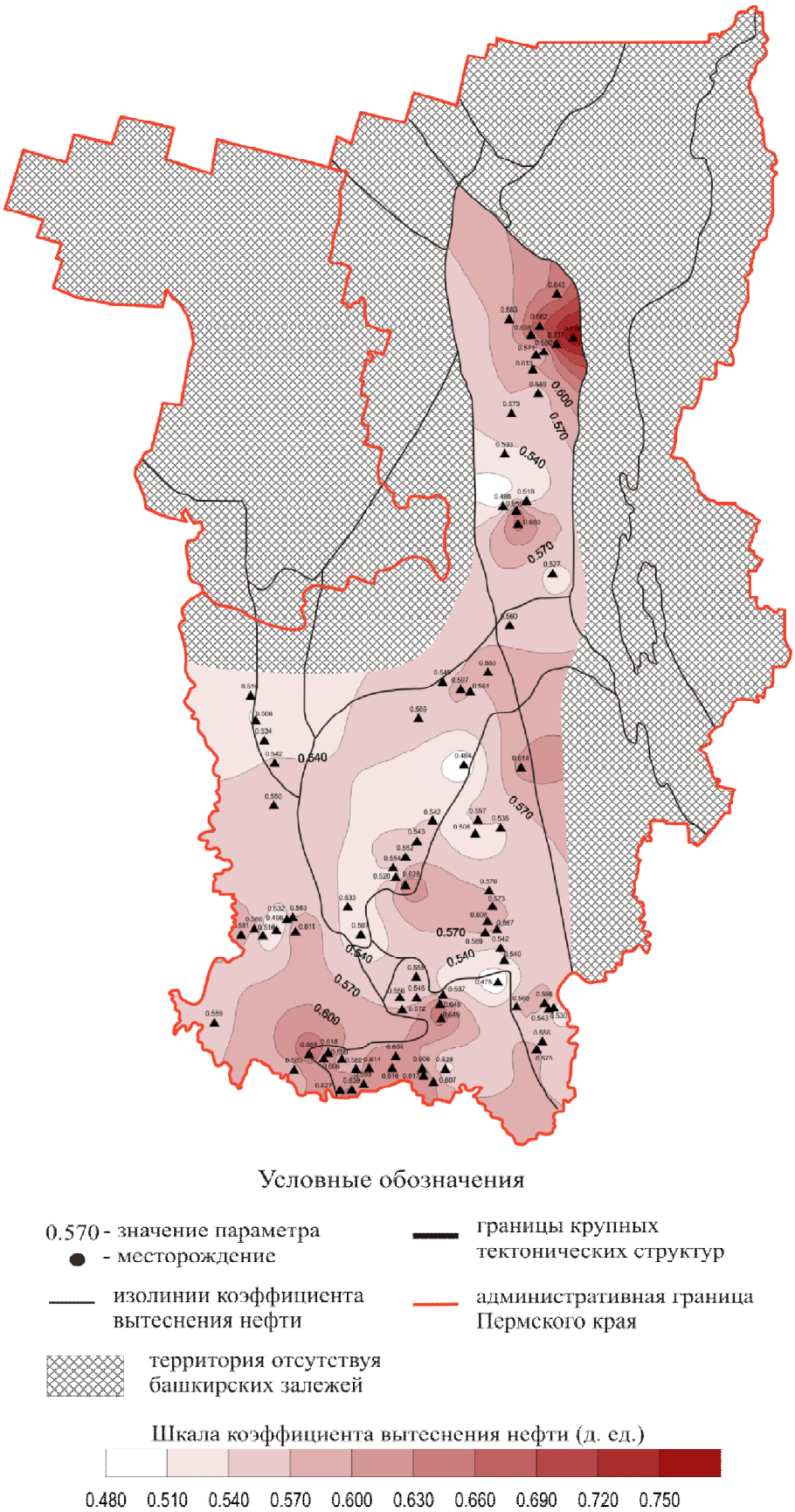


Рис. 2.7. Схема распределения $K_{ВЫТ}$ для башкирских залежей Пермского края

Кроме того, схемы распределения построены для емкостных параметров коллекторов башкирских залежей территории Пермского края – коэффициентов открытой пористости и начальной нефтенасыщенности ($K_{Н}$). Схемы распределения представлены на Рисунке 2.8 и Рисунке 2.9 соответственно.

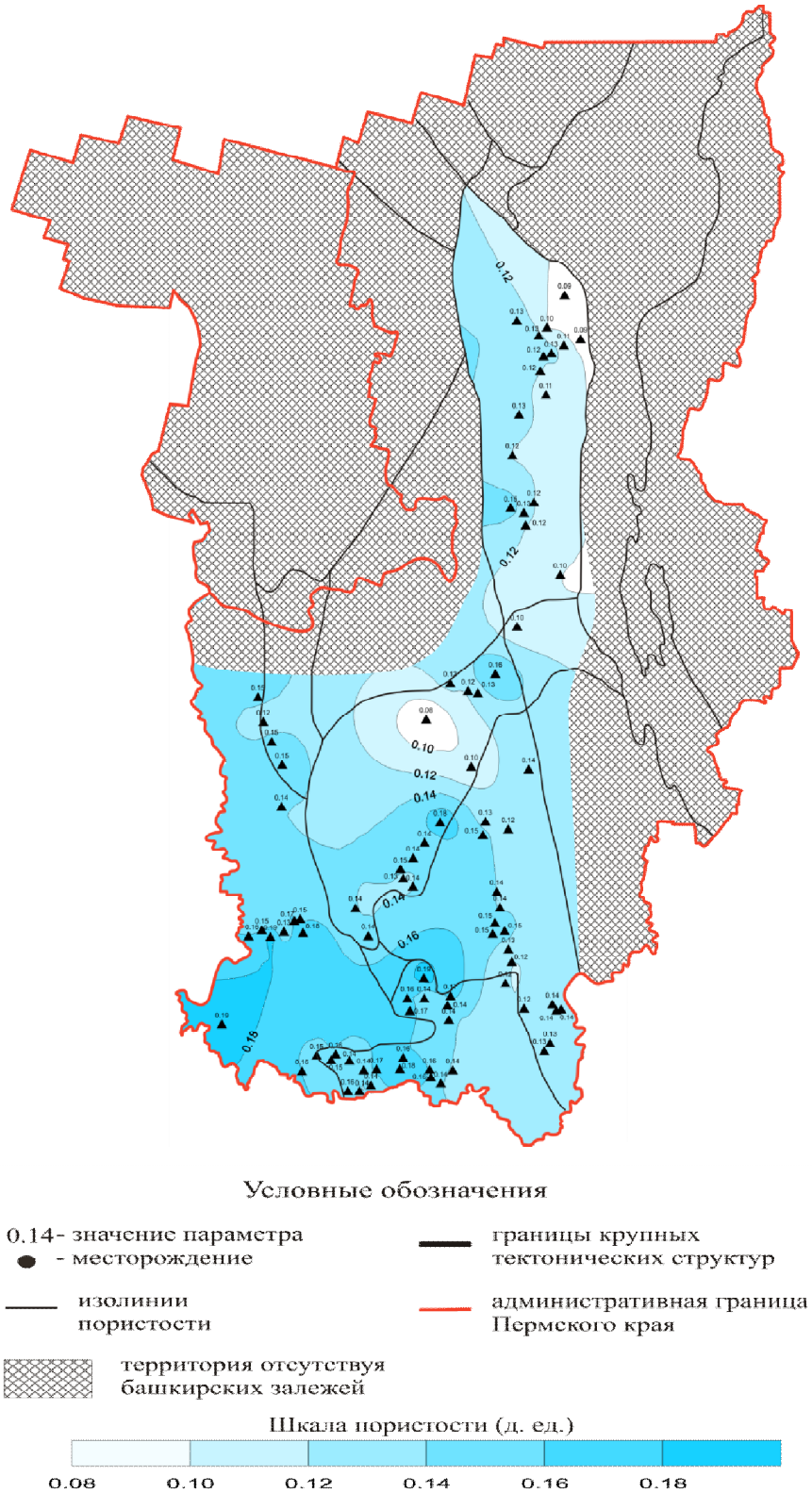
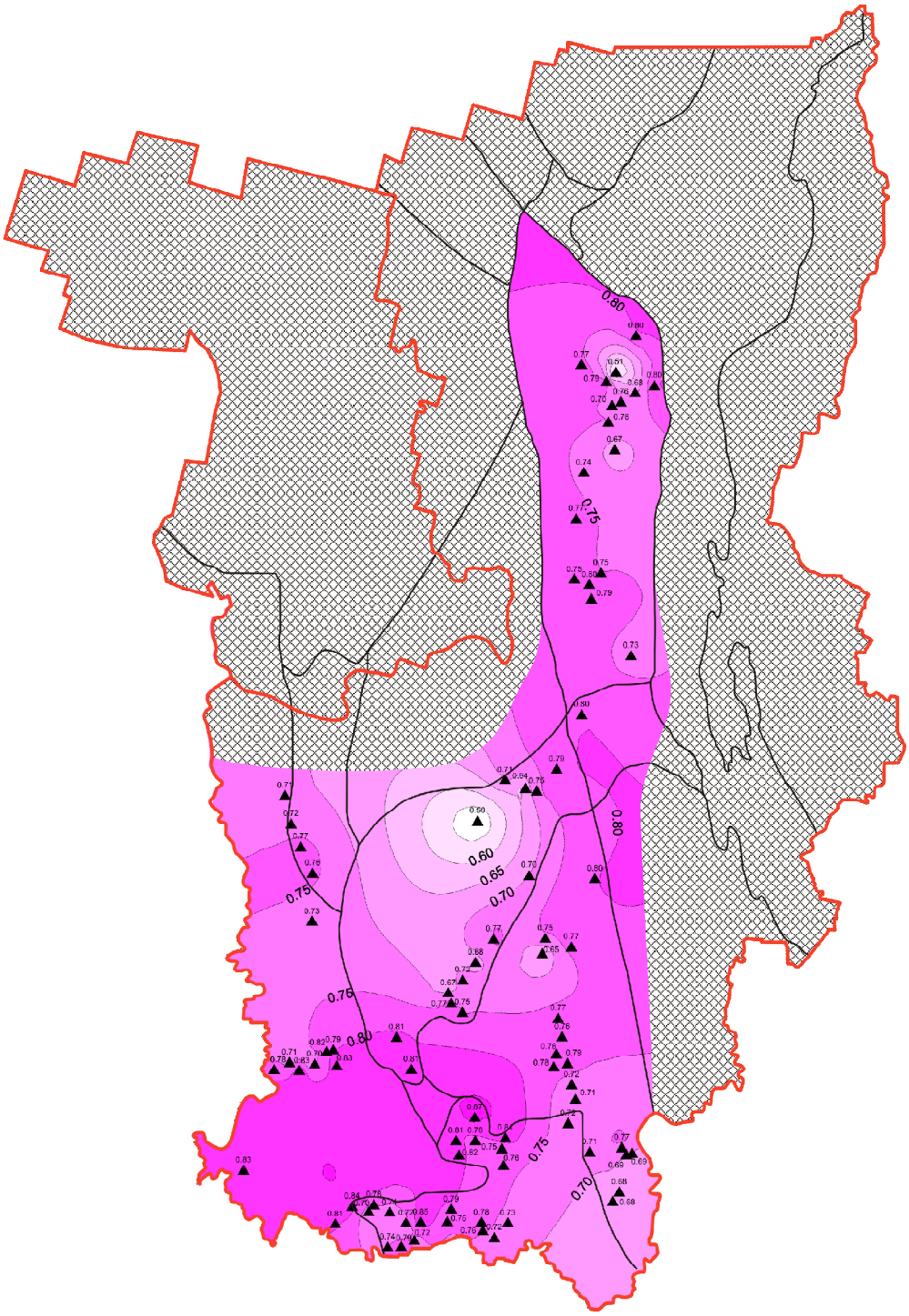


Рис. 2.8. Схема распределения $K_{П}$ для башкирских залежей Пермского края



Условные обозначения

0.65 - значение параметра

- месторождение

границы крупных тектонических структур

изолинии начальной нефтенасыщенности

административная граница Пермского края

территория отсутствуя башкирских залежей

Шкала начальной нефтенасыщенности (д. ед.)

0.50 0.55 0.60 0.65 0.70 0.75 0.80 0.85

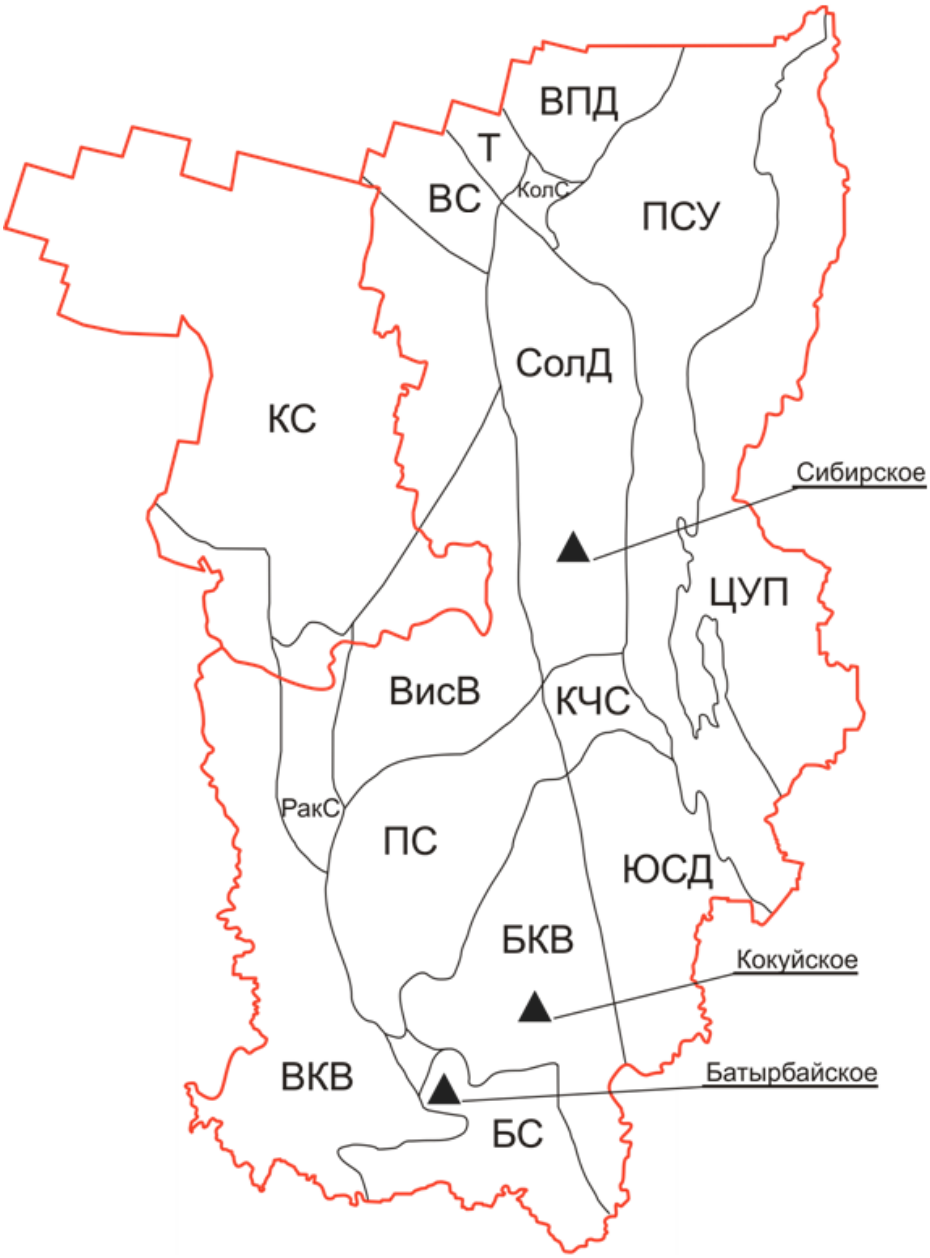
Рис. 2.9. Схема распределения $K_{\text{Н}}$ для башкирских залежей Пермского края

Как видно из вышеприведенных рисунков, для вязкости пластовой нефти просматривается зональность распределения по площади, контролируемая тектоническими элементами. Площадная закономерность заключается в том, что по мере удаления от ПСУ вязкость нефти в пределах тектонических элементов увеличивается. Устойчивых площадных закономерностей распределения проницаемости коллекторов башкирских залежей для территории исследования не выявлено. В свою очередь, ввиду высокой степени взаимосвязи фильтрационно-емкостных свойств, распределение таких параметров как проницаемость, пористость, нефтенасыщенность для башкирских залежей Пермского края на схемах достаточно близки. В пределах контуров залежей подвижность нефти, и как следствие коэффициент нефтевытеснения, в основном определяется проницаемостью пород-коллекторов, что в значительной степени обусловлено принадлежностью к различным фациям.

Таким образом, в результате обобщения фактических данных по территории Пермского края в диссертации впервые для башкирских залежей построены схемы распределения вязкости пластовой нефти, проницаемости коллекторов, коэффициентов подвижности и вытеснения нефти, а также пористости и начальной нефтенасыщенности.

Исходя из того, что распределение петрофизических показателей и свойств пластовой нефти обусловлено сложным тектоническим строением, в качестве объектов изучения выбраны башкирские залежи месторождений расположенных в различных тектонических элементах. Поставленные задачи в диссертации решены на примере Соликамской депресси – Сибирское месторождение, осевой зоны Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) – Кокуйское месторождение и бортовой части ККСП – Батырбайское месторождение. Расположение месторождений представлено на Рисунке 2.10.

Изученные в диссертации залежи являются типичными для указанных территорий. В пределах данных залежей представляется возможным детальное изучение геологического строения, ввиду высокой плотности размещения скважин с отбором керна.



Условные обозначения

граница тектонического элемента

административная граница Пермского края

месторождение нефти

Тектонические элементы:

БС – Башкирский свод
ВКВ – Верхнекамская впадина
ПС – Пермский свод
РакС – Ракшинская седловина
КС – Камский свод
ВС – Вычегодская седловина
Т – Тиманский кряж
ВПД – Верхнепечорская депрессия
КолС – Колвинская седлоина
СолД – Соликамская депрессия
КЧС – Косьвинско-Чусовская седловина
ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия
ПСУ – Передовые складки Урала
ЦУП – Центрально-Уральское поднятие

Рис. 2.10. Схема расположения исследуемых месторождений

Глава 3. ОБОСНОВАНИЕ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С УЧЕТОМ ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЛЕКТОРОВ

При исследовании коэффициента подвижности нефти башкирских карбонатных залежей территории Пермского края необходимо на предварительном этапе проведение фациального анализа кернового материала и разработка геолого-математических моделей прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом фациальных особенностей.

Данными для исследований диссертации послужили результаты макроописаний кернового материала и анализ микроструктур по описанию петрографических шлифов, петрофизические характеристики образцов керна, полученные в лабораторных условиях, результаты определений вязкости нефти в пластовых условиях.

3.1. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Башкирский ярус изучаемой территории сложен, главным образом, карбонатными породами, среди которых преобладают известняки. Для определения фаций необходимо правильное выделение различных типов известняков, подразделяемых в свою очередь по количественному содержанию различных компонентов и их размерности.

В башкирский век на исследуемой территории существовала зона развития мелководно-морской фации, для которой характерны чистые известняки с прослоями конгломерато-брекчий и включениями кремней. Известняки характеризуются обильным и разнообразным комплексом органических остатков. Нередко встречаются биоморфные разности известняков, свидетельствующие о развитии в башкирском бассейне небольших биогермных построек.

Среди органогенных известняков имеются следующие основные разновидности: водорослевые, фораминиферово-водорослевые и фораминиферовые.

Существует несколько классификаций карбонатов, основанных на различных подходах к изучению карбонатных пород. Наиболее часто используемой и удобной из отечественных классификаций карбонатных пород является классификация Хворовой И.В. [109], на основе которой в диссертации установлены микроструктуры пород. Детальное изучение карбонатов башкирского яруса показало возможность выявления прогрессивной и регрессивной направленности осадконакопления по характеру изменения микроструктур. При микроскопическом изучении шлифов в карбонатных породах установлены следующие наиболее часто встречающиеся микроструктуры (в направлении от мелких к крупным по величине структурных составляющих): пелитовая (п), микрозернистая (мз), сгустковая (с), комковатая (к), шламовая (ш), детритовая (д), биоморфная (б), обломочная (об), [118,119].

Пелитовая структура – макроскопически порода однородна, (размер зерен 0,01 – 0,001 мм).

Микрозернистая структура – в шлифе зерна (размером 0,05 – 0,01 мм) частью различимы.

Сгустковая структура – в шлифе наблюдаются фрагменты неправильной формы с неясными очертаниями (размеры до 0,1 мм).

Комковатая структура – в шлифе присутствуют очертания фрагментов четкие и ясные, форма их более правильная (размер 0,1 – 0,5 мм).

Биогенные известняки в зависимости от степени сохранности органических остатков подразделяются на шламовые, детритовые и биоморфные.

Шламовая структура – в шлифе находятся обломки менее 0,1 мм.

Детритовая структура – в шлифе отмечены обломки крупнее 0,1 мм.

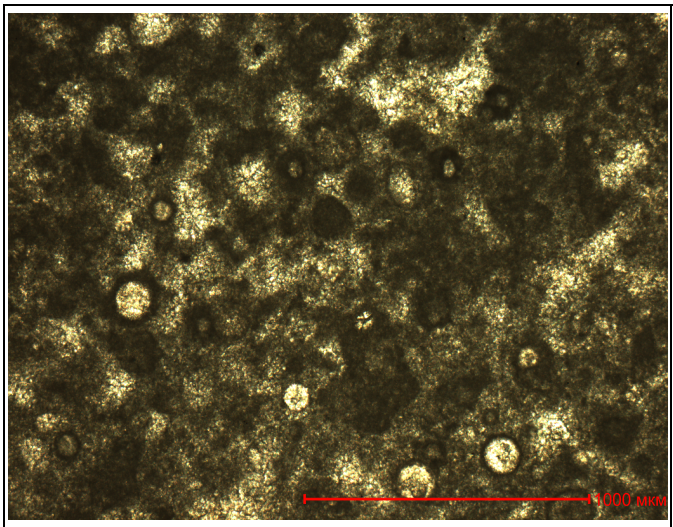
Биоморфная структура – в шлифе присутствуют крупные цельные раковины.

Размер от нескольких долей миллиметра (фораминиферы, остракоды и др.) до нескольких сантиметров (гастроподы, бивальвии и др.). Обломочные породы состоят из обломков в различной степени окатанных. Размер основных компонентов породы – обломков известняков колеблется в широких пределах – от долей миллиметра до нескольких сантиметров. В связи с этим различают

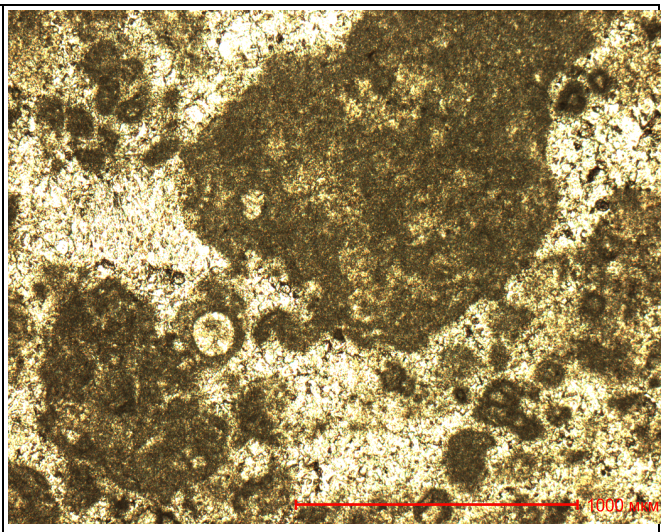
песчаники, гравелиты, конгломераты и брекчии.

Структуры и микроструктуры горных пород, и в частности карбонатных, обусловлены физико-географическими условиями и фациальными обстановками в которых происходило образование и накопление осадка, и из которых в последствие формировались отложения горных пород. В связи с этим рассмотрим комплексы структур и горных пород, характерных для группы морских-мелководных фаций открытого моря. В качестве иллюстраций в работе использованы фотографии петрографических шлифов отложений башкирского яруса, исследуемых нефтяных месторождений, и разреза «Сокол», опорного для башкирского яруса.

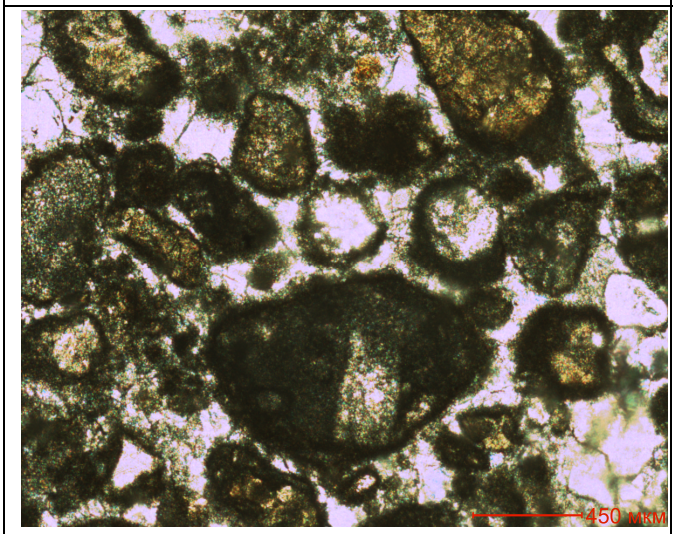
Отложения башкирского яруса исследуемых месторождений, Сибирского, Кокуйского и Батырбайского, относятся к трем группам фаций: ОТ, ПО и РМД.
Для фаций ОТ это преимущественно обломочные и органогенно-обломочные микроструктуры, и в подчиненной степени – детритово-комковатые. Наиболее часто встречаемые горные породы этой фации: известняк обломочный, известняковая брекчия, известняк гравелитовый, известняк оолитовый, известняк оолитово-комковатый. Фото шлифов горных пород характерных для фации ОТ приведены на Рисунке 3.1.1.



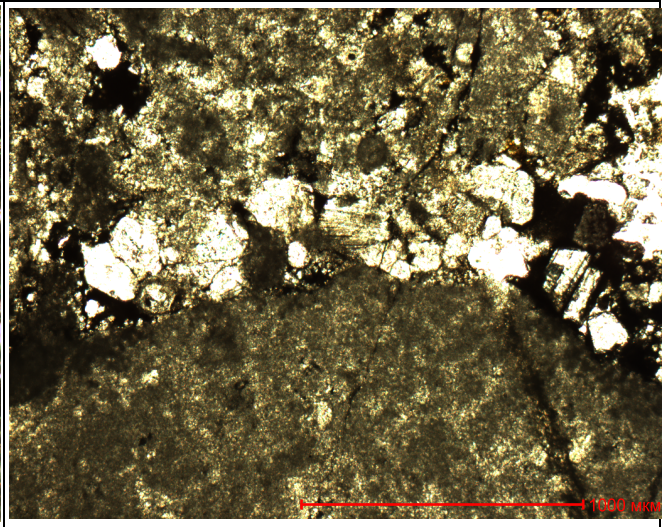
Известняк комковатый



Известняк органогенно-обломочный



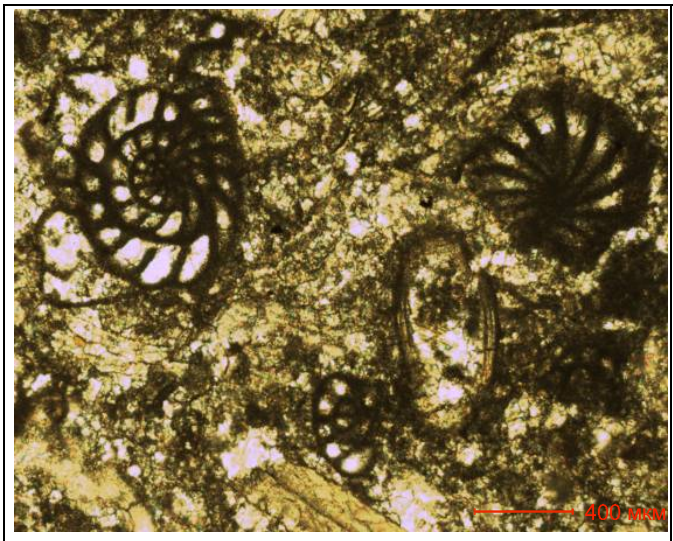
Известняк оолитовый



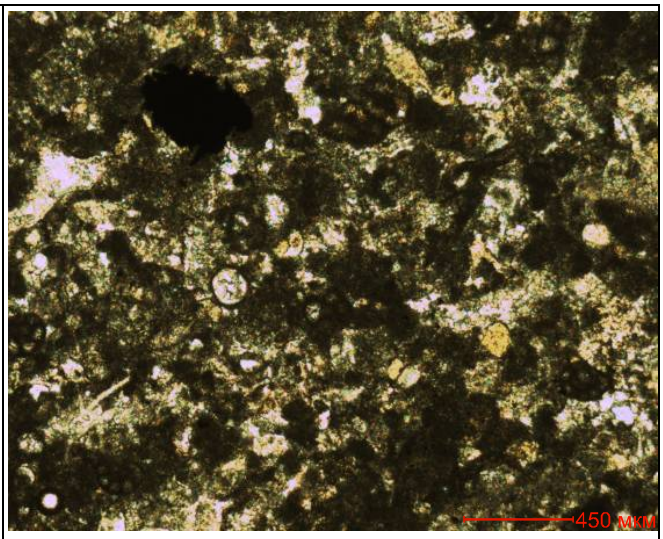
Известняковая брекчия

Рис. 3.1.1. Горные породы фаций ОТ

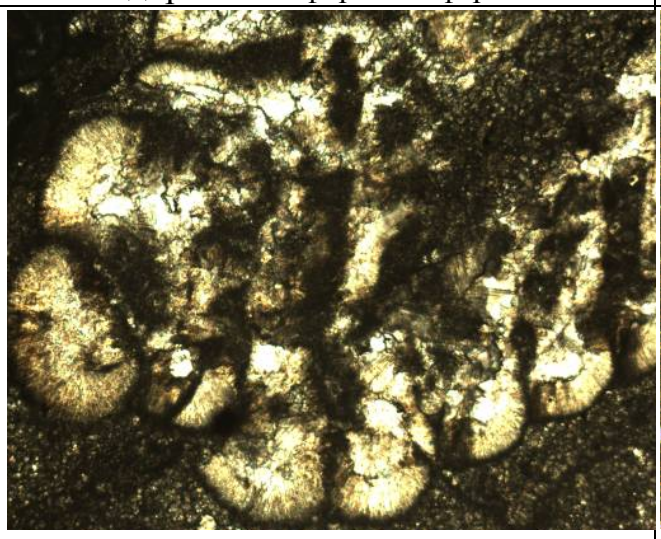
Для фаций ПО ведущее значение принадлежит биоморфным, органогенным, органогенно-детритовым и детритовым структурам. Горные породы этой группы фаций представлены известняками, состоящими преимущественно из остатков одной группы организмов: водорослевые, брахиоподовые, криноидные, фузулинидовые, фораминиферовые, либо из нескольких групп, являясь переходными литотипами (криноидно-фораминиферовые, водорослево-криноидные, фораминиферово-водорослевые и т.п.). Фото шлифов горных пород этой группы фаций приведены на Рисунке 3.1.2.



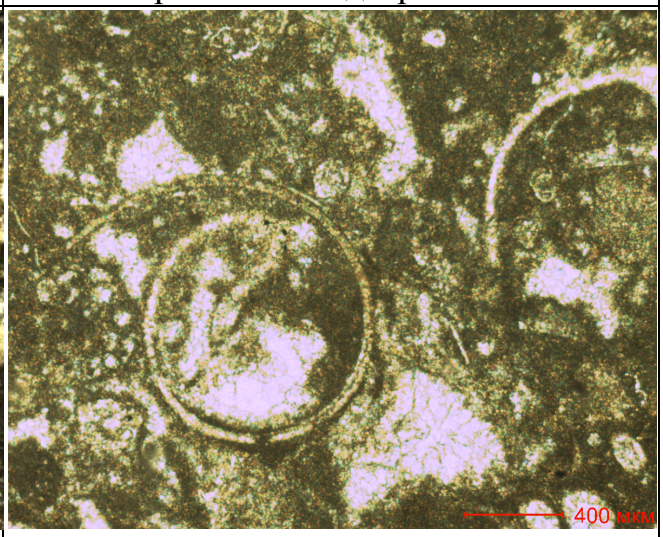
Водорослево-фораминеферовый



Органогенно-детритовый



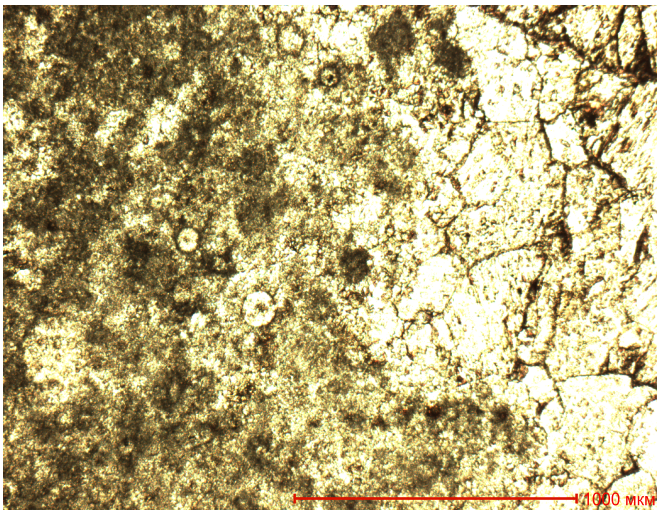
Биоморфный



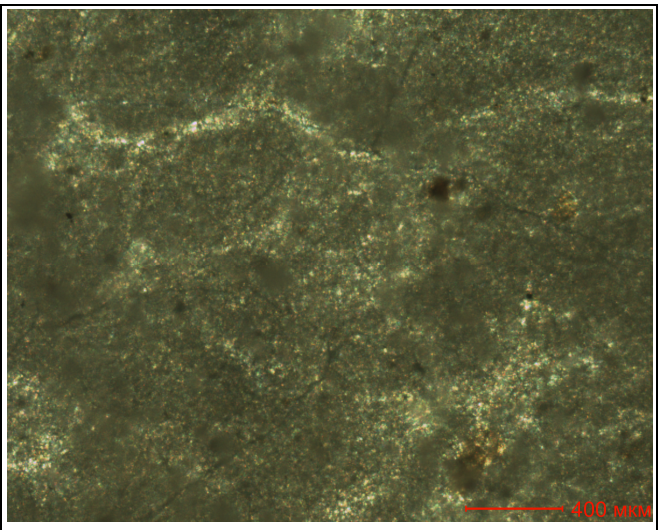
Органогенный

Рис. 3.1.2. Горные породы фаций ПО

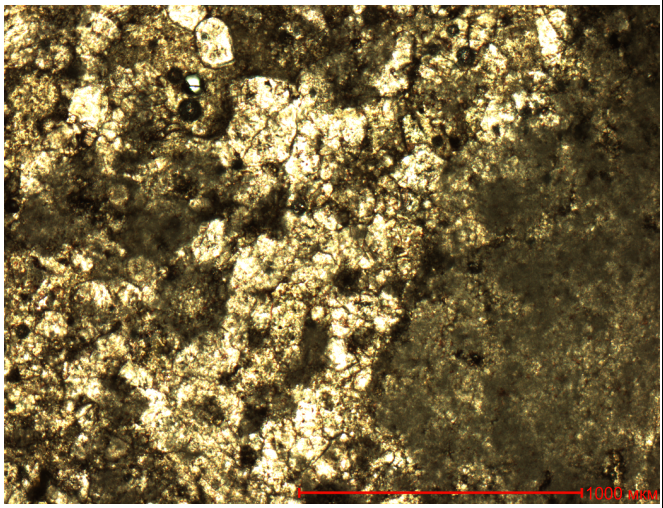
Фации РМД в литологическом отношении представляют собой известняки часто доломитизированные в различной степени глинистые, со стилолитовыми швами, а также доломиты и доломиты известковистые. Среди них преобладают органогенно-детритовые, микрозернистые, тонкозернистые, сгустковые, комковато-сгустковые разности. Фото шлифов горных пород фаций РМД представлены на Рисунке 3.1.3.



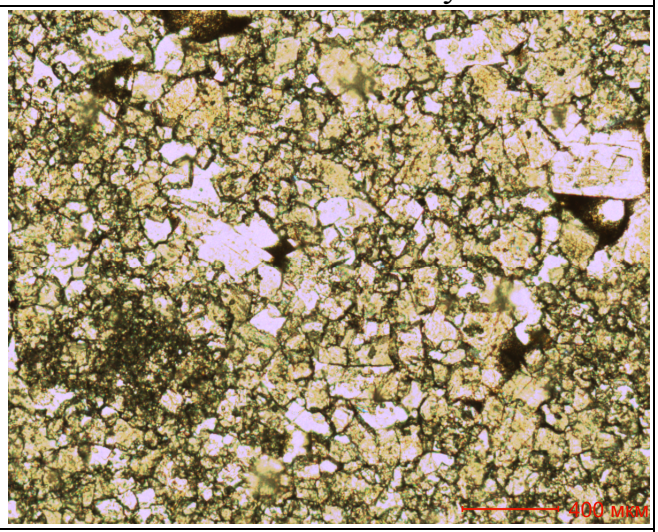
Известняк микро-тонкозернистый



Известняк комковато-сгустковый



Известняк сгустково-микрозернистый



Доломит мелко-среднекристаллический

Рис. 3.1.3. Горные породы фаций РМД

Основываясь на анализе микроструктур, для кернов башкирских залежей изучаемых месторождений по петрографическим описаниям шлифов установлены фациальные обстановки. Для характеристик выделенных групп фаций проведен статистический анализ. На первом этапе установлены средние значения и плотности распределений следующих показателей: пористости ($K_П$), проницаемости (k), остаточной водонасыщенности ($K_{ОВ}$), плотности (ρ), абсолютных отметок залегания (H) и толщин выделенных фаций (M). Сравнение средних значений по фациям выполнялось с помощью критериев Стьюдента t.

При анализе плотностей распределения определяются оптимальные величины интервалов варьирования показателей с учетом фаций и с использованием формулы Стерджесса. Так, например, для показателя – $K_П$, вначале при сравнении плотностей распределения для фаций ОТ, ПО, РМД строились гистограммы по $K_П$. Оптимальные величины интервалов значений показателя $K_П$ вычислялись по формуле Стерджесса:

$$\Delta K_П = \frac{K_{П\,max} - K_{П\,min}}{1 + 3{,}32 \cdot \lg N}, \qquad (3.1.1)$$

где $K_{Пmax}$– максимальное значение показателя, $K_{Пmin}$– минимальное значение показателя, N – количество данных.

В каждом интервале определяются частости:

$$P(K_П) = N_k / N, \qquad (3.1.2)$$

где $P(K_П)$ – частость в k-ом интервале для группы W_q, где q=1 соответствует фации ОТ, q=2 соответствует фации ПО, q=3 соответствует фации РМД, N_k – число случаев содержания показателя $P(K_П)$ в k-ом интервале, N_q– объем выборки для фаций ОТ, ПО, РМД.

Для количественной оценки различия в плотностях распределения частостей исследуемых показателей в изучаемых фациях использовался критерий Пирсона χ^2. В связи с тем, что как по критерию χ^2, так и по критерию t полностью разделить выборку по данным показателям на 3 группы фаций не представляется возможным, то для более полного анализа распределения показателей в пределах исследуемых фаций вычисляются значения коэффициентов корреляции r между ними с учетом фаций.

Следующим шагом при разработке геолого-математических моделей являлось разделение типов фаций по комплексу изучаемых показателей с использованием метода пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА). Методология

реализации метода ПЛДА применительно к решению задач нефтяной геологии подробно изложена в работах [22, 31, 3,3, 34,78].

Для построения ЛДФ составляются матрицы центрированных сумм квадратов и смещенных произведений, по ним вычисляется выборочная матрица. Затем для определения коэффициентов ЛДФ находится обратная выборочная ковариационная матрица – матрица C, и вычисляются граничные значения дискриминантных функций (R_o), делящие выборку на три подмножества. Надежность классификации определяется с помощью критериев Пирсона и Фишера.

В результате реализации ПЛДА устанавливают геолого-математические модели, позволяющие оценить вероятности принадлежности к фациям $P_{ОТ}$, $P_{ПО}$, $P_{РМД}$ в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов вида:

$$P_{ФАЦ} = A_1H - A_2M + A_3\rho + A_4K_П + A_5k - A_6K_{ОВ} - C, \qquad (3.1.3)$$

где A_1, … A_n – коэффициенты соответствующих характеристик, C – свободный член уравнения множественной регрессии.

Далее, используя полученные значения вероятностей, вычисляют их средние значения, сравнение которых по фациям выполняют с помощью критерия t. Количественная оценка различия в плотностях распределения вероятностей для изучаемых фаций основывается на использовании критерия χ^2, который показывает, что распределение вероятностей принадлежности к своему классу фаций значительно отличается от этих вероятностей принадлежности к другим классам. Анализ распределения вероятностей в пределах исследуемых фаций невозможен без построения полей корреляции между вероятностями, а также вычисления значений коэффициентов корреляции между ними с учетом фаций.

3.2. МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С УЧЕТОМ ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЕКТОРОВ ДЛЯ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В тектоническом отношении Сибирское месторождение находится в южной части Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба и приурочено к двум поднятиям Сибирскому и Родыгинскому, осложняющим Уньвинский выступ. Как и все депрессии, входящие в состав Предуральского краевого прогиба, Соликамская четко выражена, как отрицательная структура в планах кровли артинских и кунгурских отложений. Она простирается в меридиональном направлении на 230 км, ширина 60-80 м. Наиболее погруженной является ее южная половина, где поверхность артинских отложений залегает на абсолютных отметках минус 850 м.

Территория Соликамской депрессии расположена в области с широким развитием позднедевонских седиментационных образований в виде одиночных рифовых массивов. Отложения турнейского яруса образуют структуру облекания. Таким рифовым массивом, осложненным двумя поднятиями, и является изучаемая структура.

Отложения башкирского яруса представлены известняками серыми и темно-серыми в различной степени доломитизированными, прослоями глинистыми, неравномерно пористыми. Мощность отложений от 48,0 м до 63,0 м. По отражающему горизонту I^n, отождествленному с кровлей карбонатных отложений башкирского яруса структура представляет собой брахиантиклиналь. Отмечается выполаживание структурного плана с незначительными смещениями в сводовых частях.

Согласно исследованиям И.В. Пахомова, О.А. Щербакова, В.И. Дурникина отложения башкирского яруса территории Пермского края формировались в морских мелководных обстановках. Высокая биологическая продуктивность эпиконтинентального бассейна и слабая дифференциация осадков на дне способствовали созданию сложных по очертанию площадей развития отмелей и

поселений различных морских организмов. Смена обстановок осадконакопления, фациальная принадлежность и мощность отложений указывают на то, что в башкирский век исследуемая территория находилась в зоне воздействия эпейрогенических движений. Что обусловило небольшое разнообразие фаций (только группа морских-мелководных фаций открытого моря) и их частую смену как по разрезу, так и по латерали.

Анализ распределения фаций в разрезе каждой скважины позволил определить удельную долю (средневзвешенную по мощности) фаций ОТ, ПО, РМД и построить схемы распределения фаций по площади Сибирского месторождения, которые представлены на Рисунках 3.2.1 – 3.2.3.

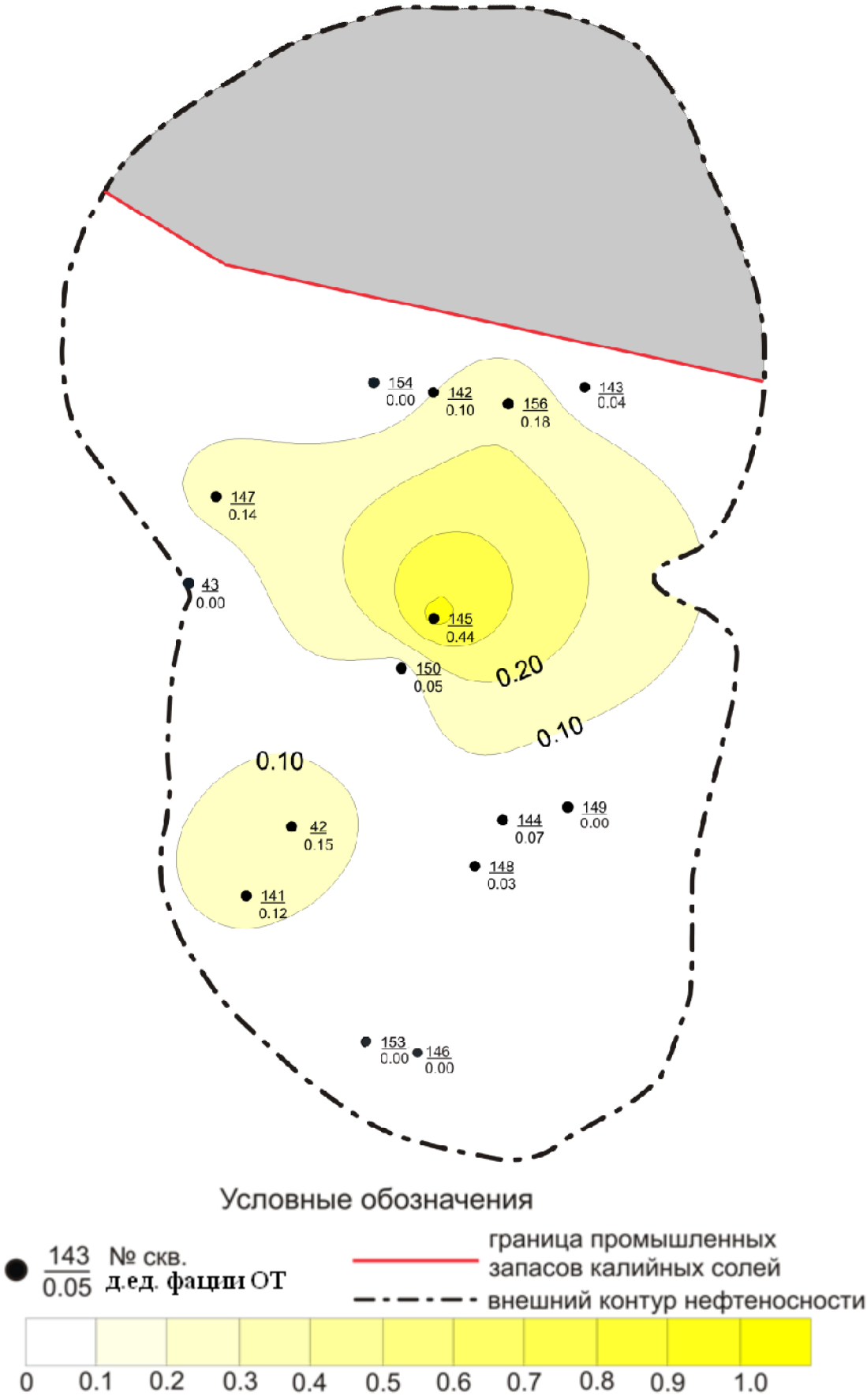


Рис. 3.2.1. Схема распределения фаций ОТ для пласта Бш Сибирского месторождения

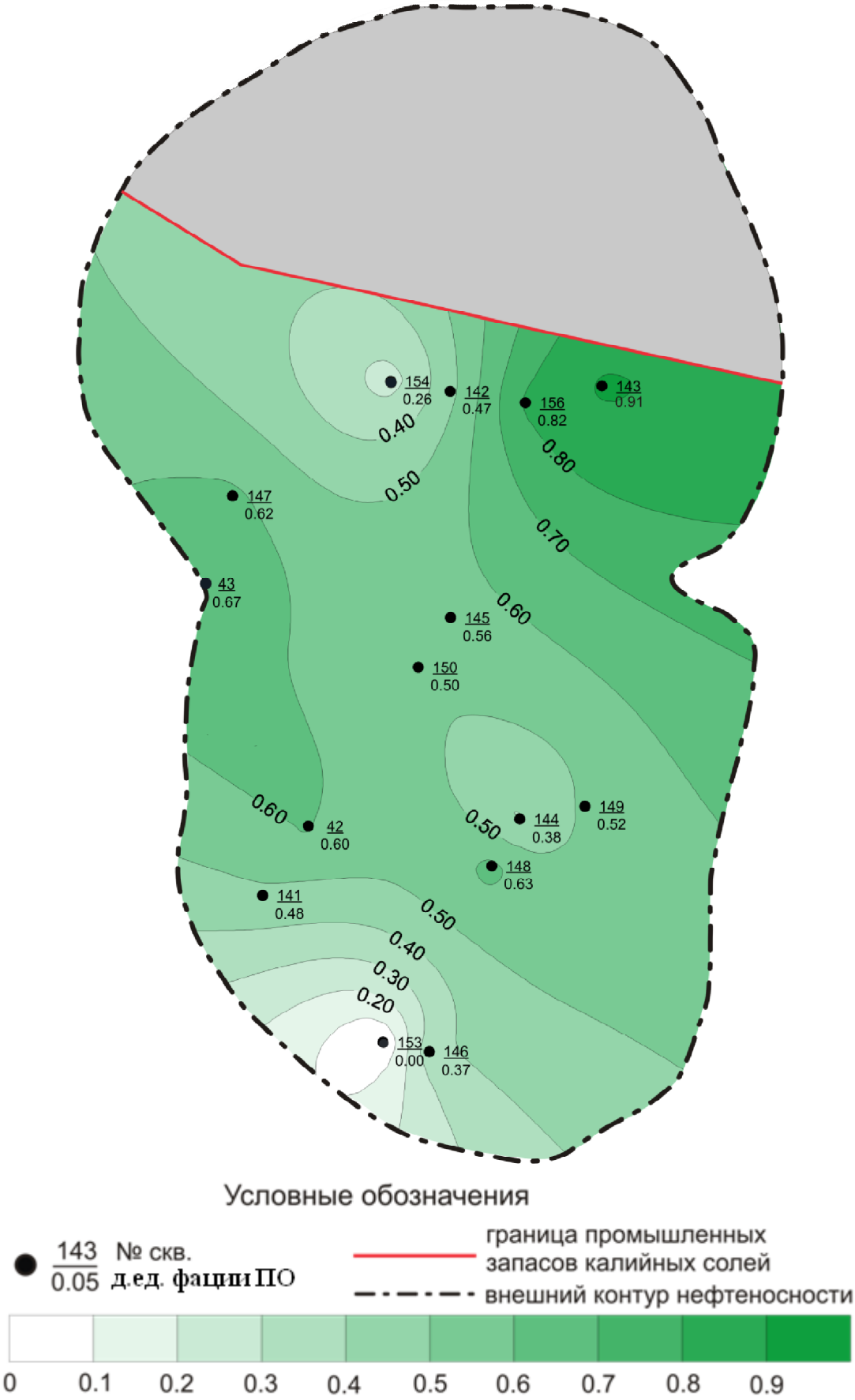


Рис. 3.2.2. Схема распределения фаций ПО для пласта Бш Сибирского месторождения

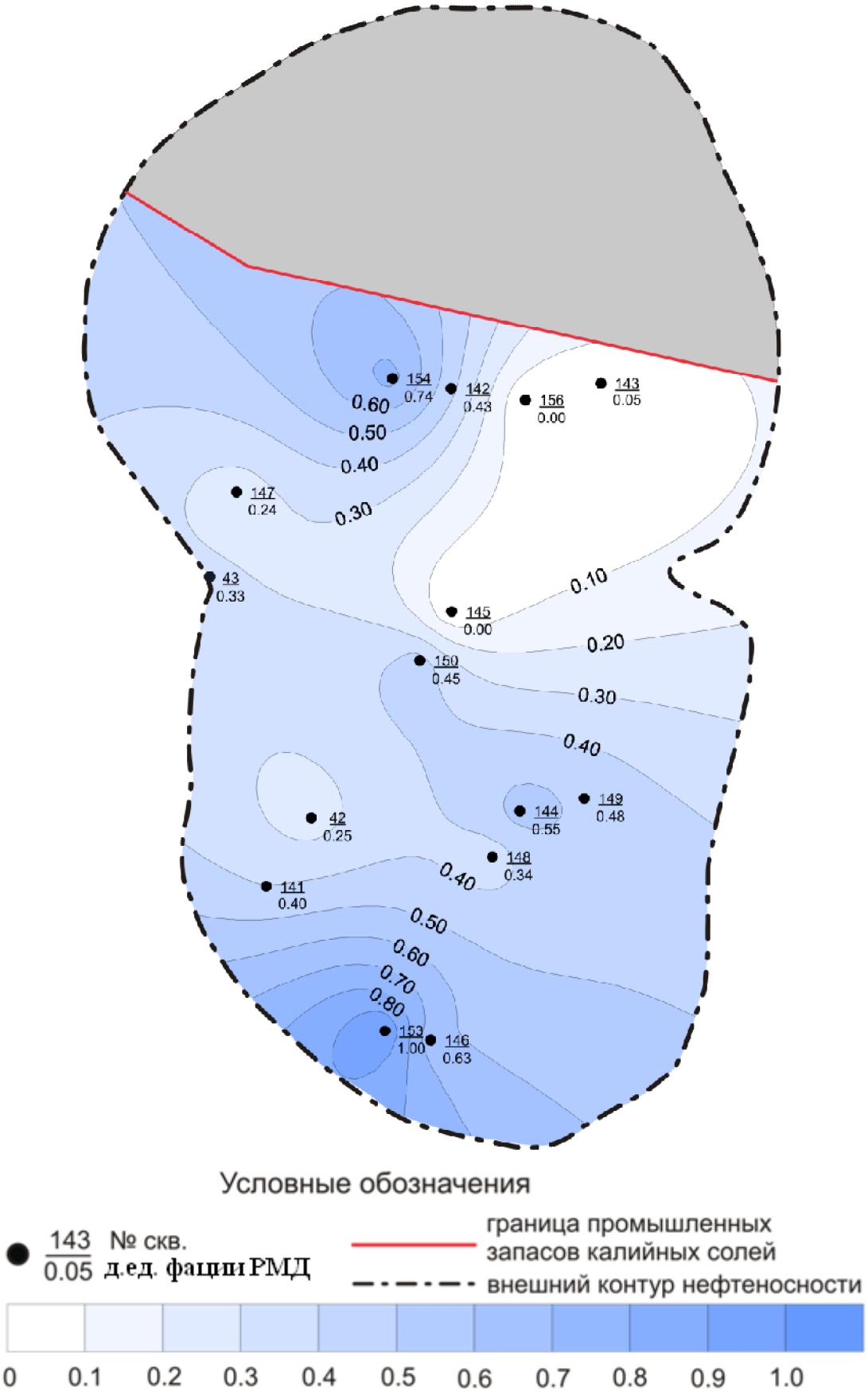


Рис. 3.2.3. Схема распределения фаций РМД для пласта Бш Сибирского месторождения

Как видно из Рисунка 3.2.1, фации отмелей локализуются в центральной и юго-западной частях месторождения; значение удельной доли этой группы фаций не превышает – 0,45. В тоже время фации ПО располагаются субмеридионально (с С-З на Ю-В). Причем, в осевой части доля фации ПО составляет около половины от всех фаций, а к периферии идет увеличение до 0,7 на юго-западе и до 0,9 на северо-востоке изучаемой территории, Рисунок 3.2.2. Развитие фаций РМД, в свою очередь, имеет субширотное направление с возрастанием их доли на юге месторождения, как показано на Рисунке 3.2.3.

При разработке геолого-математических моделей прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом фациальных особенностей для башкирской карбонатной залежи Сибирского месторождения проведены исследования по данным 187 образцов керна из 15 скважин.

В первую очередь определен характер связей коллекторских свойств, $K_П$ и k, в зависимости от фациальной принадлежности отложений. Установленные зависимости проницаемости от пористости для фаций ОТ, ПО и РМД соответственно описываются следующими уравнениями [61]:

$$k = -228{,}2 + 21{,}45K_П,\ r = 0{,}54, \quad (3.2.1)$$

$$k = -79{,}1 + 8{,}79K_П,\ r = 0{,}58, \quad (3.2.2)$$

$$k = -22{,}4 + 3{,}10K_П,\ r = 0{,}44, \quad (3.2.3)$$

где r – коэффициент корреляции.

Из полученных функций видно, что связь исследуемых параметров всегда положительная и статистически значимая. Причем, наблюдается закономерное уменьшение углового члена от фаций ОТ к фациям РМД. Установление зависимости коллекторских свойств от фаций позволяет привлечь для исследования и другие показатели. В качестве характеристик использованы: $K_П$, k, $K_{ОВ}$, ρ, H, M. Средние значения вышеуказанных показателей приведены в Таблице 3.2.1. Сравнение средних значений по фациям выполнено с помощью критерия Стьюдента t .

Таблица 3.2.1

Сравнительные оценки фаций башкирской залежи

Сибирского месторождения

Показатель	Средние значения			Критерии Стьюдента t / p		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$K_{П,}$ %	12,8	10,7	10,1	$\frac{2,7714}{0,0063}$	$\frac{1,0738}{0,2844}$	$\frac{4,0240}{0,0001}$
k, 10^{-3}мкм^2	47,7	28,6	8,2	$\frac{1,1329}{0,2592}$	$\frac{2,2199}{0,0277}$	$\frac{2,7918}{0,0067}$
$K_{ОВ}$, %	30,4	31,6	35,8	$\frac{-0,3043}{0,7613}$	$\frac{-1,7183}{0,0876}$	$\frac{-1,5609}{0,1231}$
ρ, г/см^3	2,36	2,41	2,43	$\frac{-2,2066}{0,0290}$	$\frac{-1,2223}{0,2232}$	$\frac{-3,5617}{0,0006}$
H, м	-1761,4	-1761,7	-1766,2	$\frac{0,1078}{0,9143}$	$\frac{1,6688}{0,0970}$	$\frac{1,1608}{0,2497}$
M, м	0,99	1,07	1,51	$\frac{-0,3203}{0,7492}$	$\frac{-2,2238}{0,0275}$	$\frac{-1,6492}{0,1036}$

Из таблицы 3.2.1 видно, что для фации ОТ средние значения по $K_П$, k имеют максимальные значения в пределах выделенных фаций, а средние значения по $K_{ОВ}$, ρ, H, M имеют минимальные значения. По фации РМД наблюдается противоположные значения средних значений в изучаемых показателей, низкие значения по $K_П$, k и высокие по $K_{ОВ}$, ρ, H, M. Средние значения по фациям ПО занимают промежуточные значения между фациями ОТ и РМД. По $K_П$ отмечено статистическое различие в средних значениях между фациями ОТ и ПО, ОТ и РМД, и отсутствие статистического различия в средних значениях между фациями ПО и РМД. Средние значения по k статистически не различаются между фациями ОТ и ПО. В остальных случаях статистические отличия имеются. Статистических различий в средних значениях по фациям ОТ и ПО не наблюдаются по $K_{ОВ}$. Сильные статистические различия в средних значениях между ОТ и ПО, ОТ и РМД наблюдается по ρ. Слабые статистические различия в средних значениях по H имеются между фациями ОТ и РДМ. Статистическое

различие в средних значениях отмечается по *M* для фаций ПО и РМД. Все вышеизложенное показывает, что ни по одному изучаемому показателю полностью статистически разделить выборку по фациям не представляется возможным.

Для более полного анализа проведены сравнения не только средних значений, но и плотностей распределений этих показателей. Для этого первоначально определялись оптимальные величины интервалов варьирования показателей с учетом фаций с использованием формулы Стерджесса. Затем в каждом интервале определялись частости. Распределение частостей в исследуемых фациях по петрофизическим характеристикам приведены в Таблицах 3.2.2 – 3.2.7.

Таблица 3.2.2

Распределение частостей для фаций по $K_П$

Фация	Интервалы варьирования $K_П$,%								
	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20
ОТ	–	–	–	–	0,450	0,350	0,100	–	0,100
ПО	0,034	0,068	0,095	0,215	0,215	0,250	0,086	0,008	0,025
РМД	0,019	0,039	0,157	0,255	0,294	0,196	0,039	–	–

Таблица 3.2.3

Распределение частостей для фаций по *k*

Фация	Интервалы варьирования *k*, 10^{-3}мкм^2					
	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600
ОТ	0,900	0,050	–	–	0,050	–
ПО	0,939	0,043	0,009	–	–	0,009
РМД	0,901	0,099	–	–	–	–

Таблица 3.2.4

Распределение частостей для фаций по $K_{ОВ}$

Фация	Интервалы варьирования $K_{ОВ}$, %							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80
ОТ	–	0,250	0,450	0,050	0,200	–	–	0,050
ПО	0,008	0,267	0,293	0,198	0,086	0,043	0,086	0,017
РМД	–	0,117	0,215	0,294	0,275	0,078	0,019	–

Таблица 3.2.5

Распределение частостей для фаций по ρ

Фация	Интервалы варьирования ρ, г/см^3					
	2,1-2,2	2,2-2,3	2,3-2,4	2,4-2,5	2,5-2,6	2,6-2,7
ОТ	0,050	0,050	0,050	0,250	0,300	0,300
ПО	0,025	0,077	0,387	0,336	0,129	0,043
РМД	–	0,039	0,352	0,431	0,156	0,019

Таблица 3.2.6

Распределение частостей для фаций по H

Фация	Интервалы варьирования H, м									
	-810--1800	-1800--1790	-1790--1780	-1780--1770	-1770--1760	-1760--1750	-1750--1740	-1740--1730	-1730--1720	-1720--1710
ОТ	–	–	–	0,250	0,458	0,083	0,125	0,083	–	–
ПО	0,016	0,025	0,057	0,196	0,262	0,205	0,172	0,065	–	–
РМД	0,066	0,022	0,088	0,155	0,311	0,222	0,022	0,088	–	0,022

Таблица 3.2.7

Распределение частостей для фаций по *M*

Фация	Интервалы варьирования *M*, м					
	0-1	1-2	2-3	3-4	5-6	6-7
ОТ	0,600	0,350	0,050	–	–	–
ПО	0,490	0,215	0,196	0,039	0,039	0,019
РМД	0,603	0,241	0,103	0,034	0,017	–

Сравнение плотностей распределений частостей исследуемых характеристик в изучаемых фациях показало, что по всем им наблюдается пересечение значений. Для количественной оценки различия в плотностях распределения частостей исследуемых показателей в изучаемых фациях использовался критерий Пирсона χ^2. Возможность использования данного критерия для решения аналогичных задач приведено в работах [41-45]. Значения критерия χ^2 по показателям представлены в Таблице 3.2.8.

Таблица 3.2.8

Сравнение распределений по фациям

Показатель	Критерии Пирсона χ^2 / *p*		
	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$K_{П}$, %	7,418497 / 0,044962	3,980754 / 0,136644	16,05307 / 0,031042
k, 10^{-3}мкм^2	1,296933 / 0,522847	6,261451 / 0,043686	7,974617 / 0,018550
$K_{ОВ}$, %	0,094338 / 0,953926	4,964772 / 0,085440	3,491411 / 0,174522
ρ, г/см^3	4,752628 / 0,092892	4,350537 / 0,113578	13,33648 / 0,001271
H, м	0,1053635 / 0,948456	4,171455 / 0,121651	3,502363 / 0,183617
M, м	0,760242 / 0,937539	6,864798 / 0,048477	4,563065 / 0,152226

Из таблицы 3.2.8 видно, что как по критерию χ^2, так и по критерию t полностью разделить выборку по данным показателям на 3 группы фаций нельзя. Для более полного анализа распределения показателей в пределах исследуемых фаций вычислялись значения r между ними с учетом фаций, что выявило большое разнообразие связей, от очень сильных (между $K_П$ и ρ), до практического их отсутствия (между $K_П$ и H, M). Отметим, что на фоне этого многообразия наблюдается тенденция, заключающееся в том, что между $K_П$ и k, между ρ и k наблюдается последовательное уменьшение коэффициентов r от фаций ОТ к фациям РМД. Значения коэффициентов корреляции приведены в Таблице 3.2.9.

Таблица 3.2.9

Корреляционная матрица

	$K_П$	k	$K_{ОВ}$	ρ	H	M
$K_П$	1,00 1,00 1,00	0,54 0,50 0,42	0,14 –0,52 –0,58	–0,99 –0,92 –0,98	0,11 0,01 –0,12	0,02 –0,01 –0,04
k		1,00 1,00 1,00	–0,42 –0,39 –0,56	–0,54 –0,48 –0,38	–0,22 0,26 0,10	0,03 –0,05 –0,06
$K_{ОВ}$			1,00 1,00 1,00	–0,12 0,51 0,57	–0,25 –0,19 0,01	0,27 0,25 –0,02
ρ				1,00 1,00 1,00	–0,16 –0,01 0,14	–0,08 0,13 0,02
H					1,00 1,00 1,00	0,30 0,02 –0,20
M						1,00 1,00 1,00

Примечание: верхняя строка – фация ОТ, средняя строка – фация ПО, нижняя строка – фация РМД.

Для разделения типов фаций по комплексу изучаемых показателей применялся метод пошагового линейного дискриминантного анализа. В результате получены следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = -8{,}07H - 8{,}73M + 2907{,}6\rho + 74{,}86K_{П} + 0{,}547k - 1{,}17K_{ОВ} - 11019{,}2 \quad (3.2.4)$$

$$Z_2 = -8{,}08H - 8{,}63M + 2898{,}6\rho + 74{,}33K_{П} + 0{,}546k - 1{,}19K_{ОВ} - 10997{,}2 \quad (3.2.5)$$

$$Z_3 = -8{,}09H - 8{,}33M + 2900{,}7\rho + 74{,}38K_{П} + 0{,}542k - 1{,}19K_{ОВ} - 11028{,}8 \quad (3.2.6)$$

По вышеприведенным ЛДФ вычислялись вероятности принадлежности к фациям: ОТ – $P_{ОТ}$, ПО – $P_{ПО}$, РМД – $P_{РМД}$ и их средние значения. Сравнение средних значений вероятностей по фациям с учетом критерия t приведено в Таблице 3.2.10.

Таблица 3.2.10

Сравнение средних значений вероятностей по фациям

Вероятность по фации	Средние значения			Критерии Стьюдента t / p		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$P_{ОТ}$	0,598	0,098	0,089	28,144 0,000	0,793 0,429	33,863 0,000
$P_{ПО}$	0,257	0,643	0,353	17,693 0,000	19,018 0,000	4,088 0,000
$P_{РМД}$	0,145	0,259	0,558	5,234 0,000	19,732 0,000	23,804 0,000

Распределение вероятностей в исследуемых фациях приведено в Таблице 3.2.11.

Таблица 3.2.11

Распределение вероятностей по фациям

	Интервалы варьирования вероятностей									
	0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
Фация ОТ										
$P_{ОТ}$	–	–	–	–	–	0,55	0,45	–	–	–
$P_{ПО}$	0,62	0,31	0,03	0,02	0,02	–	–	–	–	–
$P_{РМД}$	0,62	0,29	0,08	–	–	–	–	–	–	–
Фация ПО										
$P_{ОТ}$	0,05	0,20	0,60	0,10	0,05	–	–	–	–	–
$P_{ПО}$	–	–	–	0,01	0,07	0,20	0,46	0,23	0,03	–
$P_{РМД}$	–	0,02	0,30	0,33	0,29	0,06	–	–	–	–
Фация РМД										
$P_{ОТ}$	0,35	0,50	0,15	–	–	–	–	–	–	–
$P_{ПО}$	0,03	0,23	0,43	0,22	0,07	0,01	0,01	–	–	–
$P_{РМД}$	–	–	–	0,02	0,11	0,59	0,28	–	–	–

Для количественной оценки различия в плотностях распределения вероятностей в изучаемых фациях использован критерий χ^2. В результате установлено, что распределение вероятностей принадлежности к своему классу фаций значительно отличаются от этих вероятностей принадлежности к другим классам, особенно сильные отличия получены для $P_{ОТ}$. С целью анализа распределения вероятностей в пределах исследуемых фаций построены поля корреляции между вероятностями, а также вычислим значения коэффициентов корреляции r между ними с учетом фаций, которые представлены в Таблице 3.2.12.

Таблица 3.2.12

Корреляционная матрица

	$P_{ОТ}$	$P_{ПО}$	$P_{РМД}$
$P_{ОТ}$	$\frac{1,00}{1,00}$ / $1,00$	$\frac{-0,24}{-0,31}$ / $-0,68$	$\frac{-0,04}{-0,49}$ / $0,04$
$P_{ПО}$		$\frac{1,00}{1,00}$ / $1,00$	$\frac{-0,76}{-0,68}$ / $-0,76$
$P_{РМД}$			$\frac{1,00}{1,00}$ / $1,00$

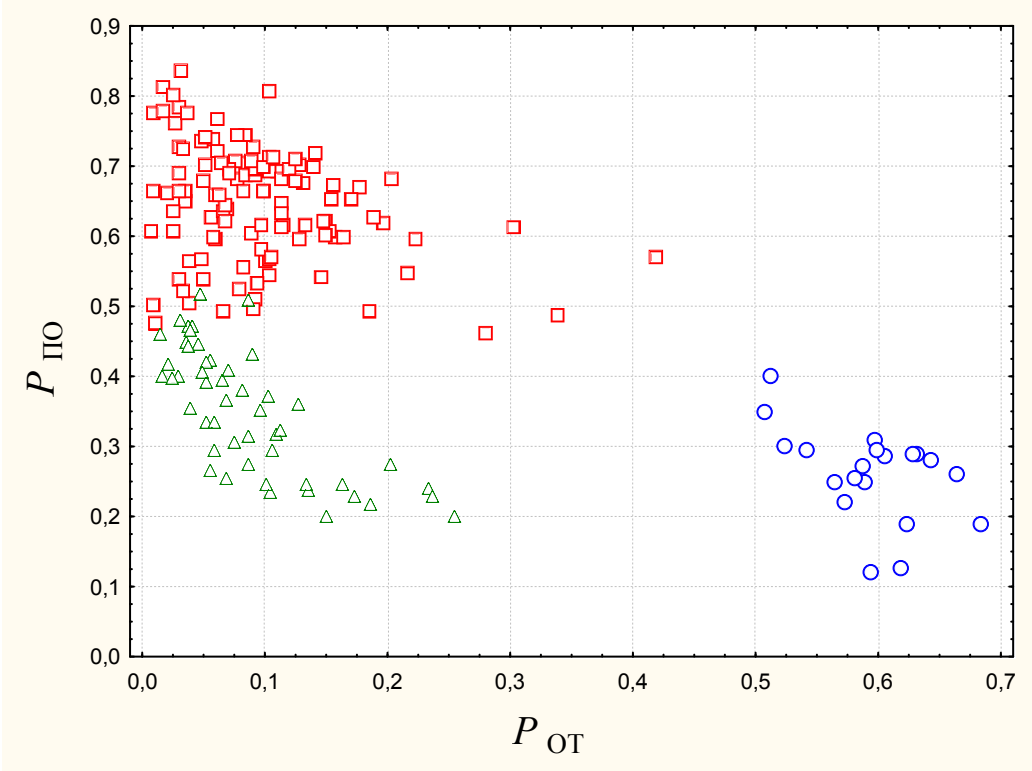
По полученным значениям вероятности отнесения к фациям ОТ, ПО, РМД проведен регрессионный анализ. Соотношения вероятностей и соответствующие им коэффициенты корреляции представлены в Таблице 3.2.13.

Таблица 3.2.13

Соотношение вероятностей для разных фаций

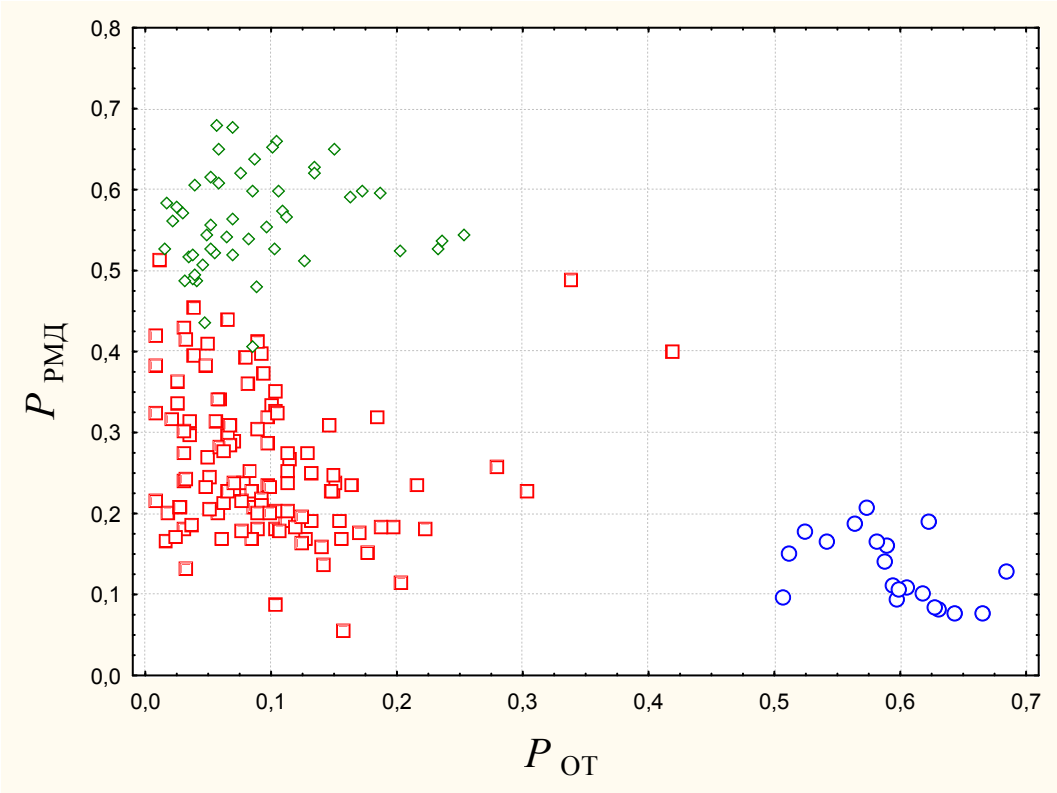
Соотношения вероятностей	Уравнения регрессии, коэффициент корреляции		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД
$P_{ОТ}$ и $P_{ПО}$	$P_{ПО}$ =0,682–0,7093$P_{ОТ}$, r=-0,50	$P_{ПО}$ =0,683–0,3650$P_{ОТ}$, r=–0,30	$P_{ПО}$ =0,449-1,1250$P_{ОТ}$, r=–0,74
$P_{ОТ}$ и $P_{РМД}$	$P_{РМД}$ =0,368-0,4016$P_{ОТ}$, r=–0,45	$P_{РМД}$ =0,280-0,1959$P_{ОТ}$, r=–0,15	$P_{РМД}$ =0,551+0,1243 $P_{ОТ}$, r=0,12
$P_{ПО}$ и $P_{РМД}$	$P_{РМД}$ =0,147-0,0657$P_{ПО}$, r=–0,11	$P_{РМД}$=0,798-0,8270$P_{ПО}$, r=–0,77	$P_{РМД}$ =0,741-0,51039 $P_{ПО}$, r=–0,76

На Рисунках 3.2.4 – 3.2.6 представлены поля корреляции между вероятностями отнесения по характеристикам пласта к фациям ОТ, ПО и РМД.



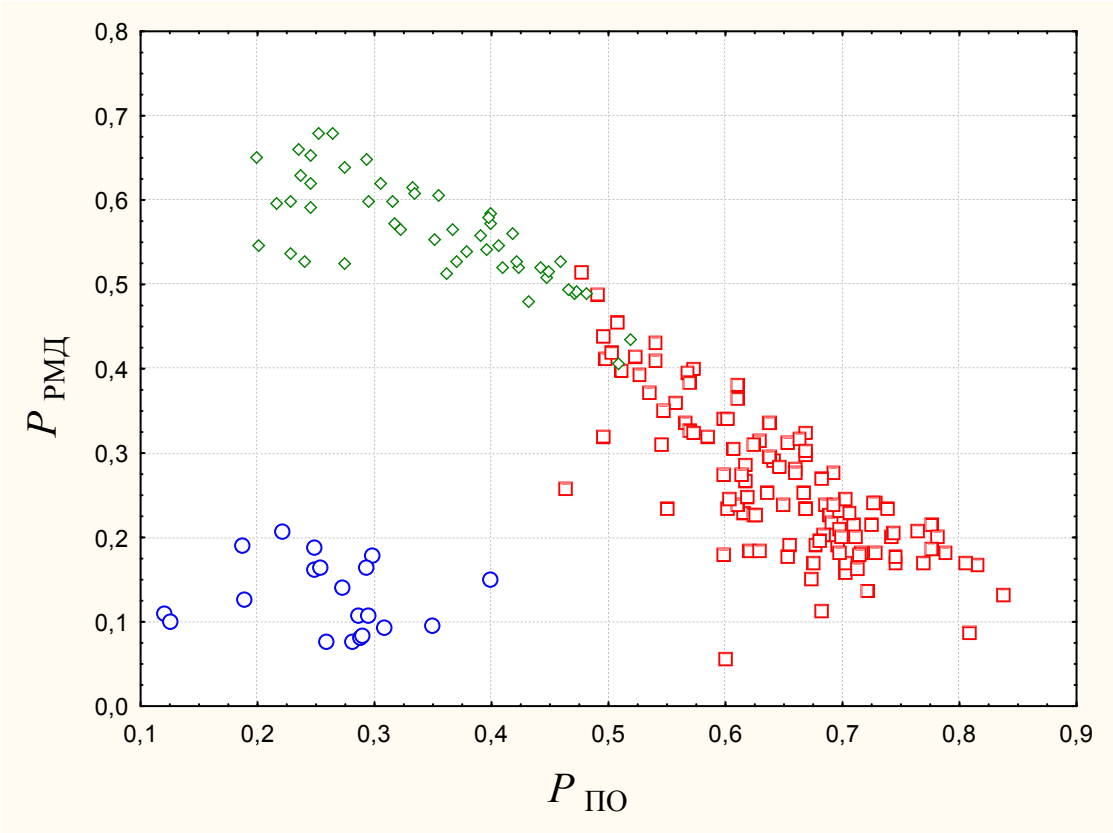
Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.2.4. Корреляционные поля между $P_{ОТ}$ и $P_{ПО}$



Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.2.5. Корреляционные поля между $P_{ОТ}$ и $P_{РМД}$



Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.2.6. Корреляционные поля между $P_{ПО}$ и $P_{РМД}$

Анализ построенных полей корреляции между вероятностями, а также значений коэффициентов корреляции между ними с учетом исследуемых фаций показал, что соотношение вероятностей для разных фаций имеет различный вид [46]. Отмеченное свидетельствует о том, что разработанные линейные дискриминантные функции достаточно хорошо разделяют данные по фациям.

3.3. МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С УЧЕТОМ ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЕКТОРОВ ДЛЯ КОКУЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кокуйское газонефтяное месторождение приурочено к Бымско–Кунгурской впадине, осложненной цепочками двух, вытянутых параллельно, валообразных зон – Мазунинской и Веслянской. В месте слияния этих зон образовалась крупная структура, которая включает в себя целый ряд локальных поднятий, центральное Кокуйское объединяет их в единое целое.

Тектоническое строение месторождения описано по основному маркирующему горизонту, которым является кровля тульской терригенной пачки. По кровле тульских терригенных отложений Кокуйская структура имеет сложную форму и рисуется в виде изогнутой складки с двумя субмеридиональными ответвлениями, соответствующими простиранию двух валообразных зон: Мазунинской – на западе, Веслянской – на востоке. Западная цепочка поднятий начинается с Мазунинского, южным продолжением зоны является Ясыльское поднятие. Цепочка поднятий Веслянской валообразной зоны выстраивается в следующем порядке с севера на юг: Лужковское, Макаровское, Веслянское и на этой же линии после Кокуйского – Губановское. Кокуйское, в отличие от остальных, имеет субширотное простирание и является центральным, объединяющим оба вала. Самое северное Лужковское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания с небольшим отклонением к юго- западу.

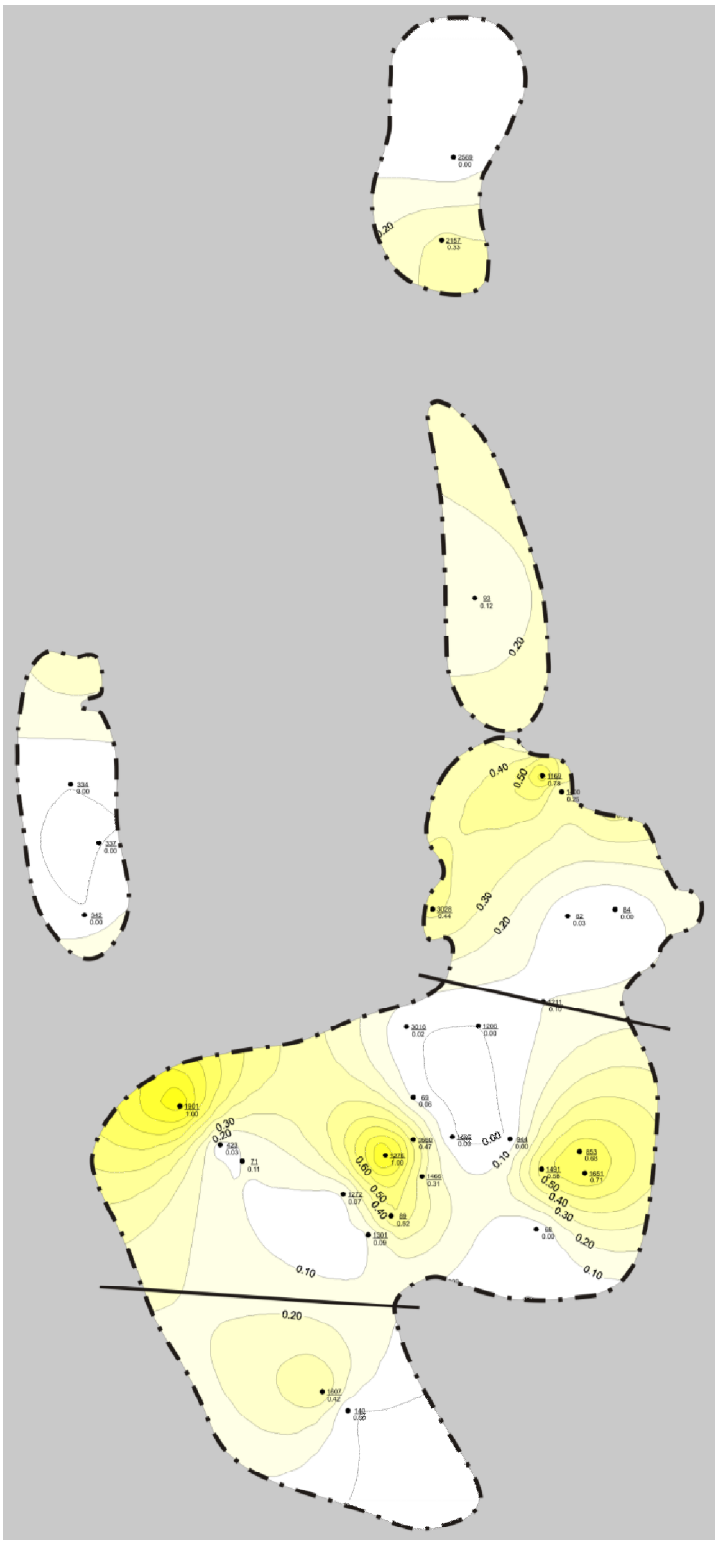
По генетическому типу все выделенные поднятия, составляющие Кокуйскую нефтегазоносную структуру, относятся к прибортовым структурам облекания, в основании которых залегают рифогенные тела верхнефранско- фаменского возраста, сформировавшиеся затем как структуры облекания данных рифов.

Разрез месторождения является типичным для Волго-Уральской провинции и представлен отложениями вендского комплекса, девонской, каменноугольной и пермской систем, перекрытых сверху комплексом четвертичных осадков.

На нижнекаменноугольных отложениях с большим стратиграфическим несогласием залегает толща карбонатов башкирского и московского ярусов. Башкирский ярус сложен светло-серыми, коричневато-серыми известняками, детритовыми, фораминиферо-водорослевыми, иногда оолитовыми с примазками зеленовато-серой глины. Среди породообразующих в биоморфных известняках преобладают водоросли, много фораминифер, сгустков; детрит – криноидный, брахиоподовый. Известняковые раковинные песчаники сложены преимущественно окатанными раковинами и обломками фораминифер, водорослей, комками, детритом. В кровле башкирского яруса встречаются обломки гальки и гравийные зерна темноцветных известняков, которые концентрируются до конгломерато-брекчий и гравелитов, отражающих перерывы в осадконакоплении.

К трещиноватым, каверновым и пористым разностям органогенно-обломочных известняков башкирского яруса приурочены промышленные скопления нефти и газа. Толщина башкирских отложений изменяется от 32 м до 89 м, наибольшая отмечена на Губановском поднятии, наименьшая – в скважинах Мазунинского поднятия.

Анализ распределения фаций в разрезе каждой скважины позволил определить удельную долю (средневзвешенную по мощности) фаций ОТ, ПО, РМД и построить схемы распределения фаций по площади Кокуйского месторождения. Схемы представлены на Рисунках 3.3.1 – 3.3.3.



Условные обозначения

143 № скв.
0.05 д.ед. фации ОТ

внешний контур нефтеносности

0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

Рис. 3.3.1. Схема распределения фаций ОТ для пласта Бш Кокуйского месторождения

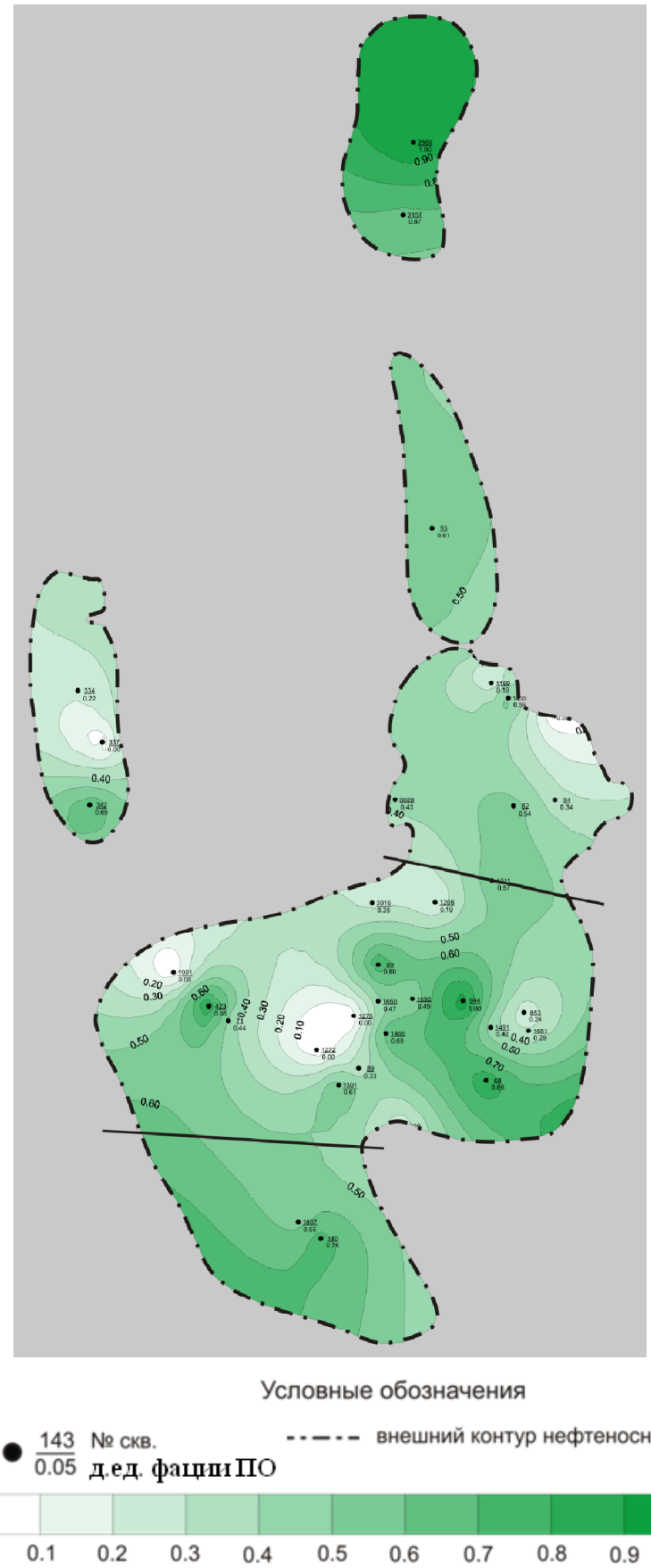


Рис. 3.3.2. Схема распределения фаций ПО для пласта Бш Кокуйского месторождения

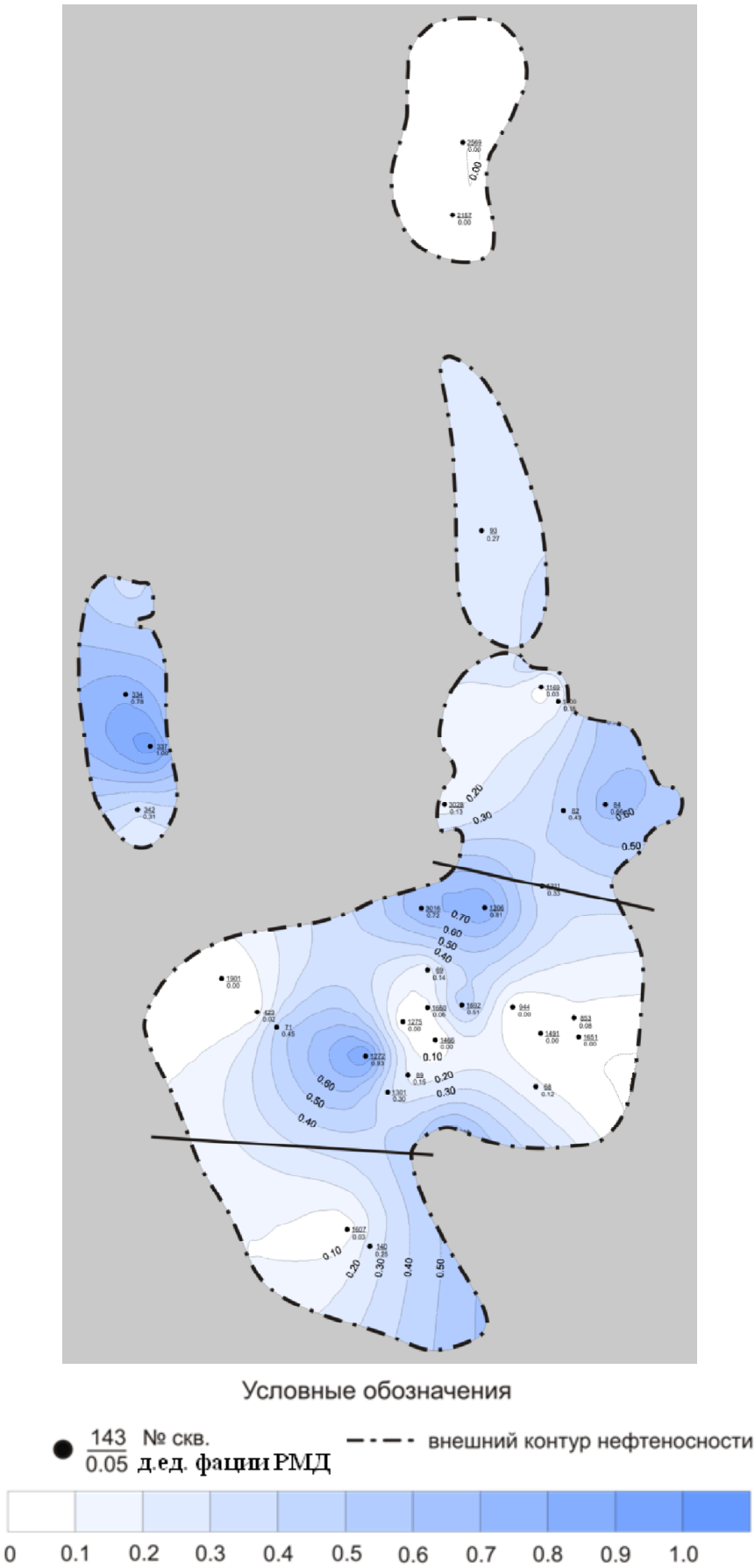


Рис. 3.3.3. Схема распределения фаций РМД для пласта Бш Кокуйского месторождения

Как видно из рисунков, наиболее высокая доля фаций ОТ приурочена к центральной части и составляет 0,6 д.ед. Для фаций ПО наиболее высокие значения (0,9 д.ед.) отмечаются в северной и центральной частях месторождения. Фации РМД имеют наибольшие значения на западе и востоке месторождения, а на севере и юго-востоке отсутствуют.

При разработке геолого-математических моделей прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом фациальных особенностей для башкирской карбонатной залежи Кокуйского месторождения проведены исследования по данным 204 образцов керна из 32 скважин.

В первую очередь определялся характер связей коллекторских свойств, $K_П$ и k, в зависимости от фациальной принадлежности отложений. Установленные зависимости проницаемости от пористости для фаций ОТ, ПО и РМД соответственно описываются следующими уравнениями:

$$k = -432{,}22 + 43{,}56K_П,\ r = 0{,}51, \quad (3.3.1)$$

$$k = -148{,}39 + 18{,}30K_П,\ r = 0{,}45, \quad (3.3.2)$$

$$k = -9{,}89 + 1{,}82K_П,\ r = 0{,}64, \quad (3.3.3)$$

где r – коэффициент корреляции.

Из полученных функций видно, что связь исследуемых параметров всегда положительная и статистически значимая. Причем, наблюдается закономерное уменьшение углового члена от фаций ОТ к фациям РМД. Установление зависимости коллекторских свойств от фаций позволяет привлечь для исследования и другие показатели. В качестве характеристик использованы: $K_П$, k, $K_{ОВ}$, ρ, H, M. Средние значения вышеуказанных показателей приведены в Таблице 3.3.1. Сравнение средних значений по фациям выполнено с помощью критерия Стьюдента t .

Таблице 3.3.1

Сравнительные оценки фаций башкирской залежи

Кокуйского месторождения

Показатель	Средние значения			Критерии Стьюдента t / p		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$K_{П}$, %	16,7	15,3	8,0	2,2985 0,0228	9,2329 0,0000	12,764 0,0000
k, 10^{-3}мкм^2	313,6	131,0	9,0	4,5736 0,0000	4,2717 0,0000	5,6466 0,0000
$K_{ОВ}$, %	17,6	21,2	52,0	-3,2186 0,0015	-11,904 0,0000	-12,768 0,0000
ρ, г/см^3	2,24	2,27	2,48	-1,9802 0,0494	-9,3713 0,0000	-12,394 0,0000
H, м	-1096,0	-1090,6	-1087,5	-1,1881 0,2365	-0,6566 0,51263	-1,5979 0,1129
M, м	0,58	1,02	1,41	-3,0570 0,0026	-1,7334 0,0854	-3,9946 0,0001

Из таблицы видно, что для фации ОТ средние значения по $K_{П}$, k имеют максимальные значения в пределах выделенных фаций, а средние значения по $K_{ОВ}$, ρ, H, M имеют минимальные значения. По фации РМД наблюдается противоположные значения средних значений в изучаемых показателей, низкие значения по $K_{П}$, k и высокие по $K_{ОВ}$, ρ, H, M. Средние значения по фациям ПО занимают промежуточные значения между фациями ОТ и РМД. По $K_{П}$ отмечено статистическое различие в средних значениях между фациями ОТ и ПО, ПО и РМД, ОТ и РМД, причем для ОТ и РМД статистическое различие максимальное. Средние значения по k статистически различаются для всех групп фаций. Статистических различий в средних значениях по $K_{ОВ}$ также отмечены для всех фаций. Сильные статистические различия в средних значениях между ПО и РМД, ОТ и РМД наблюдается по ρ. Слабые статистические различия в средних значениях по H имеются между фациями ОТ и ПО, ОТ и РДМ. Статистическое

различие в средних значениях отмечается по *M* для фаций ОТ и ПО, ОТ и РМД. Все вышеизложенное показывает, что ни по одному изучаемому показателю полностью статистически разделить выборку по фациям не представляется возможным. Поэтому проведены сравнения не только средних значений, но и плотностей распределений этих показателей. Распределение частостей в интервалах варьирования по исследуемым петрофизическим характеристикам для выделенных фаций приведены в Таблицах 3.3.2 – 3.3.7.

Таблица 3.3.2

Распределение частостей для фаций по $K_П$

Фация	Интервалы варьирования $K_П$,%											
	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24	24-26
ОТ	–	0,014	–	0,014	0,082	0,110	0,178	0,260	0,178	0,137	0,027	–
ПО	–	–	0,032	0,086	0,108	0,183	0,194	0,118	0,129	0,086	0,022	0,043
РМД	0,079	0,211	0,237	0,263	0,158	–	0,026	–	–	0,026	–	–

Таблица 3.3.3

Распределение частостей для фаций по *k*

Фации	Интервалы варьирования *k*, 10^{-3}мкм^2												
	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700	700-800	800-900	900-1000	1000-1100	1100-1200	1200-1300
ОТ	0,29	0,23	0,12	0,11	0,03	0,01	0,08	0,04	0,03	0,01	–	–	0,03
ПО	0,62	0,194	0,06	0,04	0,02	0,02	0,01	–	0,01	–	0,01	–	–
РМД	0,97	0,03	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 3.3.4

Распределение частостей для фаций по $K_{ОВ}$

Фация	Интервалы варьирования $K_{ОВ}$, %								
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80	80-90
ОТ	0,068	0,616	0,288	0,027	–	–	–	–	–
ПО	0,032	0,419	0,452	0,065	0,032	–	–	–	–
РМД	–	0,053	0,184	0,158	0,053	0,211	0,079	0,105	0,158

Таблица 3.3.5

Распределение частостей для фаций по ρ

Фация	Интервалы варьирования ρ, г/см^3					
	2,0-2,1	2,1-2,2	2,2-2,3	2,3-2,4	2,4-2,5	2,5-2,6
ОТ	0,027	0,356	0,397	0,151	0,055	0,014
ПО	0,086	0,183	0,333	0,269	0,129	–
РМД	–	0,026	0,053	0,105	0,316	0,500

Таблица 3.3.6

Распределение частостей для фаций по H

Фация	Интервалы варьирования H, м							
	-1160--1145	-1145--1130	-1130--1115	-1115--1100	-1100--1085	-1085--1060	-1060--1045	-1045--1030
ОТ	0,110	0,082	0,055	0,151	0,068	0,479	0,041	0,014
ПО	0,022	0,086	–	0,204	0,247	0,333	0,043	0,065
РМД	–	–	–	0,158	0,526	0,237	0,053	0,026

Таблица 3.3.7

Распределение частостей для фаций по M

Фация	Интервалы варьирования M, м					
	0-1	1-2	2-3	3-4	5-6	6-7
ОТ	0,836	0,110	0,027	0,027	–	–
ПО	0,710	0,118	0,108	0,032	0,011	0,011
РМД	0,632	0,079	0,158	0,079	0,026	0,026

Сравнение плотностей распределений частостей исследуемых характеристик в изучаемых фациях показало, что наблюдается пересечение значений. Для количественной оценки различия в плотностях распределения частостей

исследуемых показателей в изучаемых фациях использовался критерий Пирсона χ^2. Значения критерия χ^2 по показателям представлены в Таблице 3.3.8.

Таблица 3.3.8

Сравнение распределений по фациям

Показатель	Критерии Пирсона χ^2 / p		
	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$K_{П,}$ %	7,164031 / 0,042687	34,94185 / 0,002453	49,08753 / 0,001460
k, 10^{-3}мкм^2	16,27762 / 0,003420	15,06827 / 0,002368	20,57585 / 0,001850
$K_{ОВ}$, %	10,84977 / 0,016448	45,64014 / 0,008504	49,10275 / 0,007830
ρ, г/см^3	5,888985 / 0,07545	35,49625 / 0,014600	47,60657 / 0,003114
H, м	2,715991 / 0,305944	0,586908 / 0,648238	4,357568 / 0,164682
M, м	10,20243 / 0,017803	4,900354 / 0,119804	13,95827 / 0,014723

Из таблицы 3.3.8 видно, что как по критерию χ^2, так и по критерию t полностью разделить выборку по данным показателям на 3 группы фаций нельзя. Для анализа распределения показателей в пределах выделенных фаций вычислены значения r, что выявило большое разнообразие связей от очень сильных (между $K_П$ и ρ) до практического их отсутствия (между $K_П$ и H, M). Значения коэффициентов корреляции приведены в Таблице 3.3.9.

Таблица 3.3.9

Корреляционная матрица

	$K_П$	k	$K_{ОВ}$	ρ	H	M
$K_П$	1,00 1,00 1,00	0,42 0,45 0,72	-0,42 -0,43 -0,75	-0,99 -0,94 -0,85	0,06 0,09 -0,17	-0,10 -0,07 -0,27
k		1,00 1,00 1,00	-0,60 -0,53 -0,39	-0,40 -0,42 -0,66	0,32 0,20 -0,03	0,10 -0,19 -0,15
$K_{ОВ}$			1,00 1,00 1,00	0,44 0,38 0,66	-0,05 -0,05 0,30	0,03 0,16 0,17
ρ				1,00 1,00 1,00	-0,05 -0,07 0,08	0,12 0,07 0,26
H					1,00 1,00 1,00	-0,27 -0,29 0,02
M						1,00 1,00 1,00

Примечание: верхняя строка – фация ОТ, средняя строка – фация ПО, нижняя строка – фация РМД.

Для разделения типов фаций по комплексу изучаемых показателей применялся метод ПЛДА. В результате получены следующие ЛДФ:

$$Z_1 = -1{,}81H - 13{,}43M + 1962{,}2\rho + 53{,}05K_П + 0{,}060k + 1{,}10K_{ОВ} - 3647{,}05 \quad (3.3.4)$$

$$Z_2 = -1{,}79H - 12{,}94M + 1958{,}9\rho + 52{,}97K_П + 0{,}060k - 1{,}09K_{ОВ} - 3615{,}82 \quad (3.3.5)$$

$$Z_3 = -1{,}80H - 13{,}04M + 1970{,}7\rho + 53{,}02K_П + 0{,}060k - 1{,}31K_{ОВ} - 3658{,}15 \quad (3.3.6)$$

По вышеприведенным функциям вычислены вероятности принадлежности к фациям: ОТ – $P_{ОТ}$, ПО – $P_{ПО}$, РМД – $P_{РМД}$ и их средние значения. Сравнение средних значений вероятностей по фациям с учетом критерия t приведены в Таблице 3.3.10.

Таблица 3.3.10

Сравнение средних значений вероятностей по фациям

Вероятность по фации	Средние значения			Критерии Стьюдента t / p		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$P_{ОТ}$	0,537	0,326	0,093	6,8544 0,0000	7,3698 0,0000	11,617 0,0000
$P_{ПО}$	0,453	0,630	0,245	-5,7607 0,0000	8,8071 0,0000	4,2447 0,0000
$P_{РМД}$	0,010	0,044	0,662	-18645 0,0640	-12,665 0,0000	-13,433 0,0000

Распределение вероятностей в исследуемых фациях по интервалам варьирования приведено в Таблице 3.3.11.

Таблица 3.3.11

Распределение вероятностей по фациям

	Интервалы варьирования вероятностей									
	0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
Фация ОТ										
$P_{ОТ}$	–	0,04	0,15	0,11	0,16	0,16	0,12	0,11	0,05	0,08
$P_{ПО}$	0,08	0,15	0,23	0,31	0,10	0,08	0,03	0,01	–	0,02
$P_{РМД}$	0,68	0,08	0,18	0,03	0,03	–	–	–	–	–
Фация ПО										
$P_{ОТ}$	0,08	0,05	0,11	0,14	0,18	0,18	0,12	0,11	0,03	–
$P_{ПО}$	0,02	0,02	0,02	0,03	0,11	0,11	0,33	0,19	0,12	0,04
$P_{РМД}$	0,53	0,08	0,05	0,03	0,05	0,05	0,11	0,05	0,05	–
Фация РМД										
$P_{ОТ}$	0,97	0,01	–	0,01	–	–	–	–	–	–
$P_{ПО}$	0,95	–	–	0,01	0,01	–	–	0,02	0,01	–
$P_{РМД}$	0,24	0,03	0,03	0,03	–	0,03	0,032	0,05	0,05	0,53

Оценка различия в плотностях распределения вероятностей изучаемых фаций показала, что распределение вероятностей принадлежности к своему классу фаций значительно отличаются от этих вероятностей принадлежности к другим классам. В Таблице 3.3.12 представлены значения коэффициентов корреляции между вероятностей в пределах исследуемых фаций.

Таблица 3.3.12

Корреляционная матрица

	$P_{ОТ}$	$P_{ПО}$	$P_{РМД}$
$P_{ОТ}$	1,00 1,00 1,00	-0,98 -0,67 0,82	-0,32 -0,35 -0,91
$P_{ПО}$		1,00 1,00 1,00	0,12 -0,46 -0,99
$P_{РМД}$			1,00 1,00 1,00

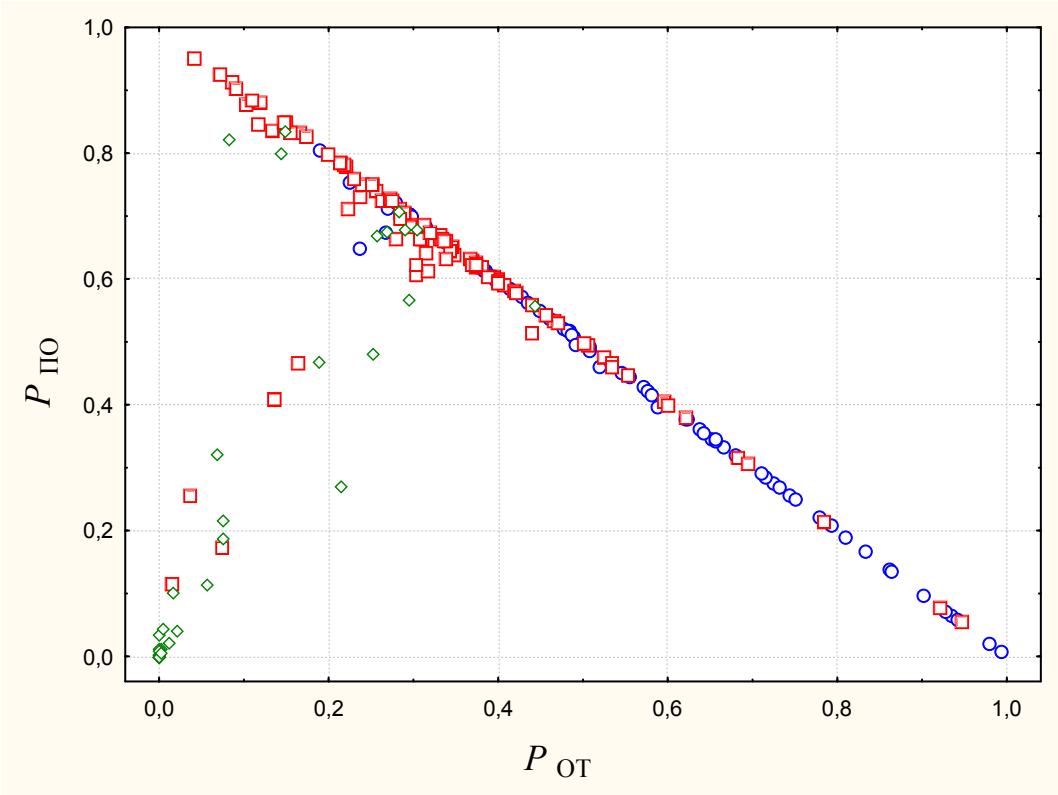
По полученным значениям вероятности отнесения к фациям ОТ, ПО, РМД проведен регрессионный анализ. Соотношения вероятностей и соответствующие им коэффициенты корреляции представлены в Таблице 3.3.13.

Таблица 3.3.13

Соотношение вероятностей для разных фаций

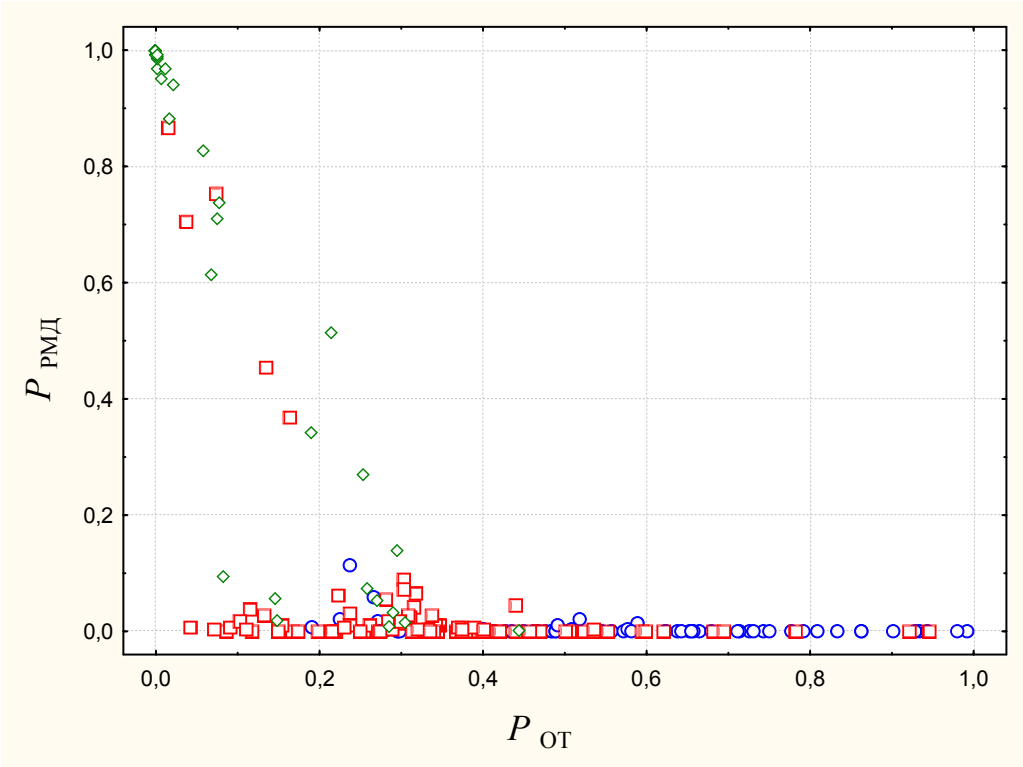
Соотношения вероятностей	Уравнения регрессии, коэффициент корреляции		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД
$P_{ОТ}$ и $P_{ПО}$	$P_{ПО}$ =0,981–0,9744$P_{ОТ}$, r=-0,99	$P_{ПО}$ =0,860–0,7067$P_{ОТ}$, r=–0,67	$P_{ПО}$ =0,059+2,0086$P_{ОТ}$, r=0,82
$P_{ОТ}$ и $P_{РМД}$	$P_{РМД}$ =0,019-0,0256$P_{ОТ}$, r=–0,34	$P_{РМД}$ =0,139-0,2932$P_{ОТ}$, r=–0,35	$P_{РМД}$ =0,941-3,0085 $P_{ОТ}$, r=-0,90
$P_{ПО}$ и $P_{РМД}$	$P_{РМД}$ =-0,004+0,0207$P_{ПО}$, r=0,28	$P_{РМД}$=0,271-0,3611$P_{ПО}$, r=–0,45	$P_{РМД}$ =0,989-1,3366 $P_{ПО}$, r=–0,98

На Рисунках 3.3.4 – 3.3.6 представлены поля корреляции между вероятностями отнесения по характеристикам пласта к фациям ОТ, ПО и РМД.



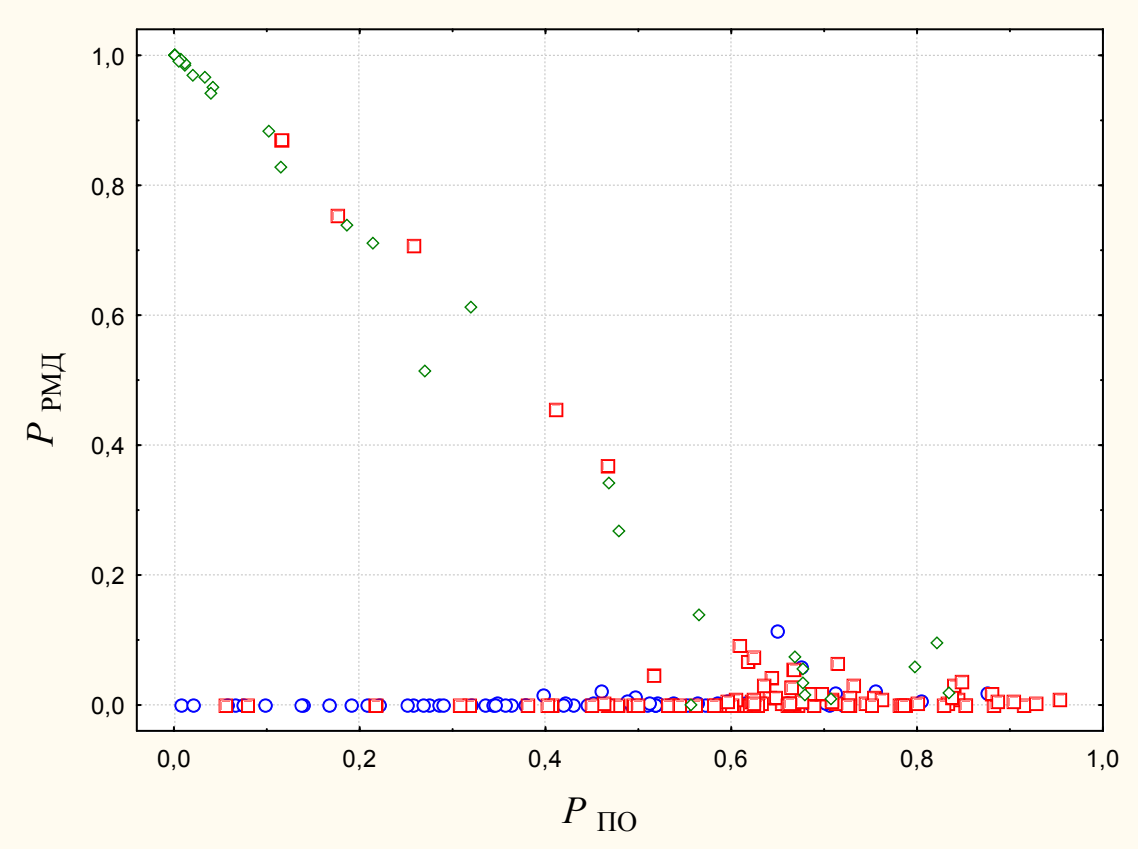
Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.3.4. Корреляционные поля между $P_{ОТ}$ и $P_{ПО}$



Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.3.5. Корреляционные поля между $P_{ОТ}$ и $P_{РМД}$



Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.3.6. Корреляционные поля между $P_{ПО}$ и $P_{РМД}$

Анализ построенных полей корреляции между вероятностями, а также значений коэффициентов корреляции с учетом исследуемых фаций показал, что соотношение вероятностей для разных фаций имеет различный вид. Из чего следует, что разработанные линейные дискриминантные функции достаточно хорошо разделяют данные по фациям.

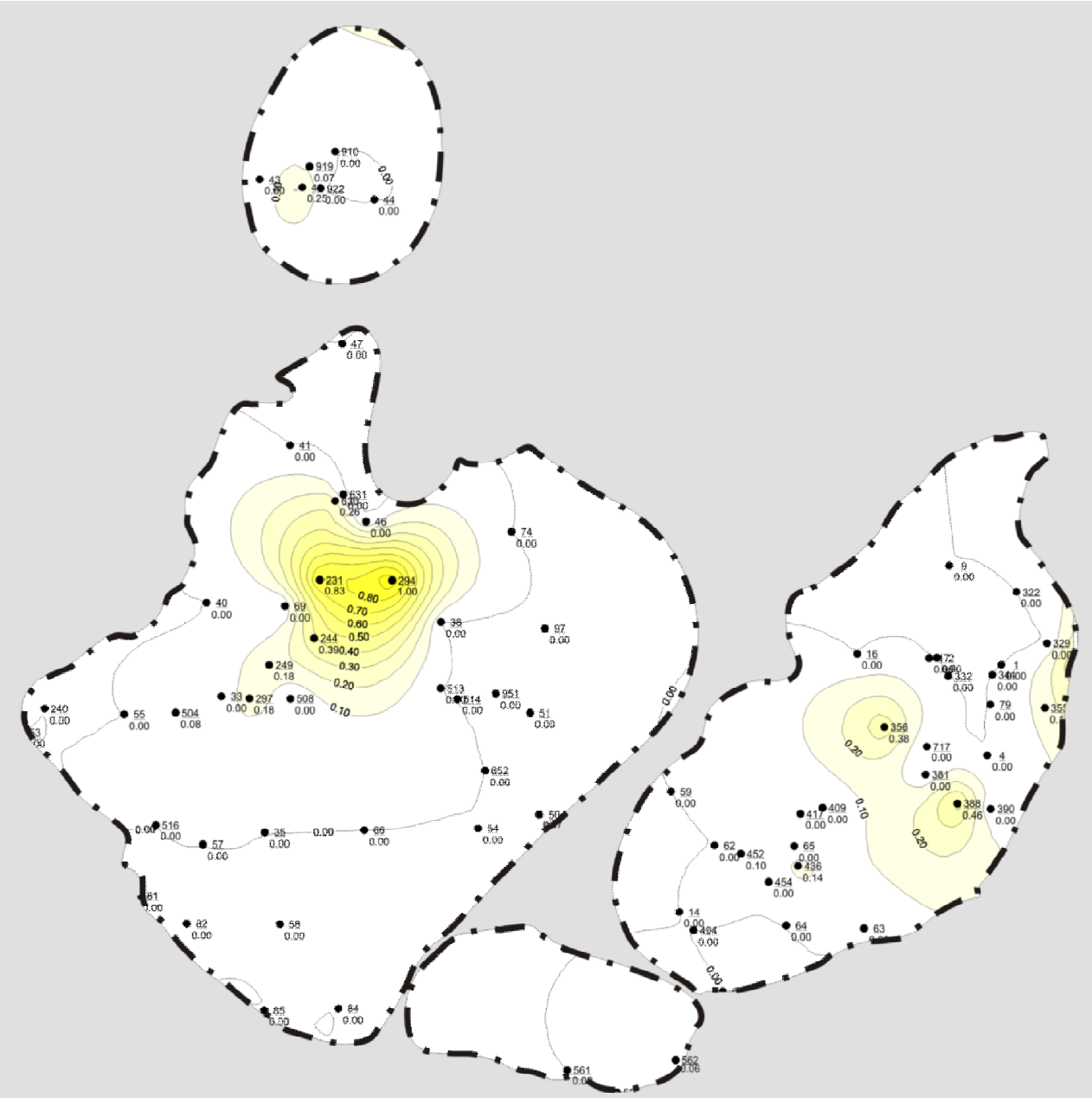
3.4. МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С УЧЕТОМ ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ КОЛЕКТОРОВ ДЛЯ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Батырбайское месторождение приурочено к одноимённому изометрическому структурному выступу, расположенному в северной части Башкирского свода. Башкирский свод находится в зоне внутренних участков ККСП. По своей природе выступ является крупной верхнедевонско-турнейской постройкой, состоящей из отдельных массивов, расположенных на более древнем цоколе. Наиболее крупными являются Асюльское, Константиновское и Утяйбашское поднятия, имеющие крутые крылья, обращенные в сторону Камско-Кинельской впадины, а пологие – к центру массива. Помимо указанных поднятий, Батырбайское месторождение осложнено рядом небольших структур: Пальниковская, Зайцевская, Саргульская, Искильдинская, З-Асюльская, Игаткинская, Чернаковская и Ю-Батырбайская.

Геологический разрез Батырбайского месторождения вскрыт от четвертичных отложений до вендского комплекса. Максимальная вскрытая глубина достигает 2405 м в скв.№ 583 на Саргульском поднятии. Породы нижнего карбона перекрыты карбонатными отложениями среднего отдела в объеме башкирского и московского ярусов. К проницаемым разностям органогенных известняков приурочены промышленные залежи нефти и свободного газа. Мощность башкирского яруса изменяется от 35,4 до 83,9 м.

Нефтегазоносность Верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса связана с известняками башкирского яруса. Залежи башкирских пластов по типу пластовые сводовые, по фазовому состоянию – нефтяные. В диссертационной работе пласты рассмотрены как один – пласт Бш.

Анализ распределения фаций в разрезе каждой скважины позволил определить удельную долю (средневзвешенную по мощности) фаций ОТ, ПО, РМД и построить схемы распределенияения фаций по площади Батырбайского месторождения, Рисунки 3.4.1 – 3.4.3.



Условные обозначения

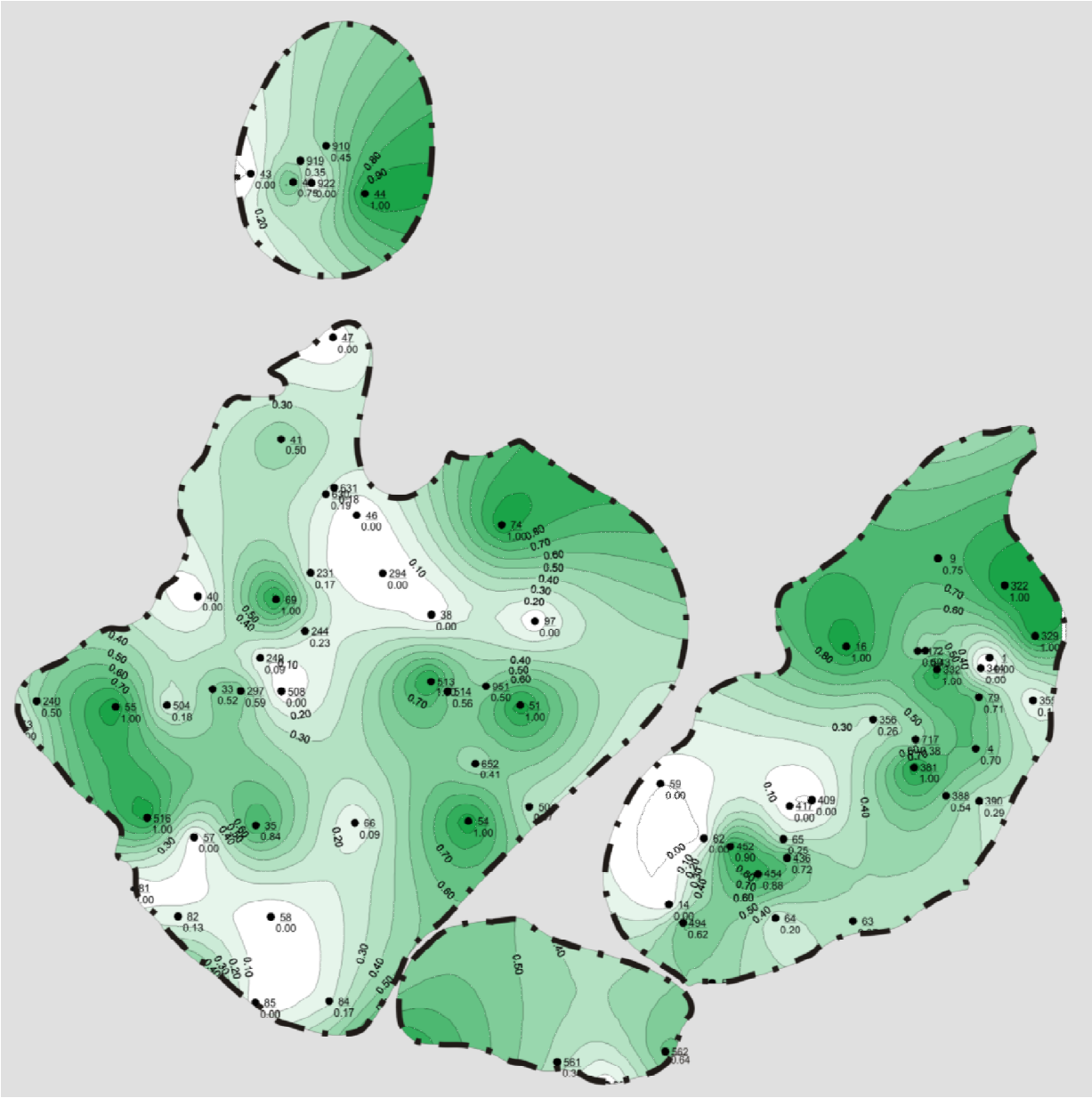
143 № скв.
0.05 д.ед. фации ОТ

внешний контур нефтеносности

0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

Рис. 3.4.1. Схема распределения фаций ОТ для пласта Бш

Батырбайского месторождения



Условные обозначения

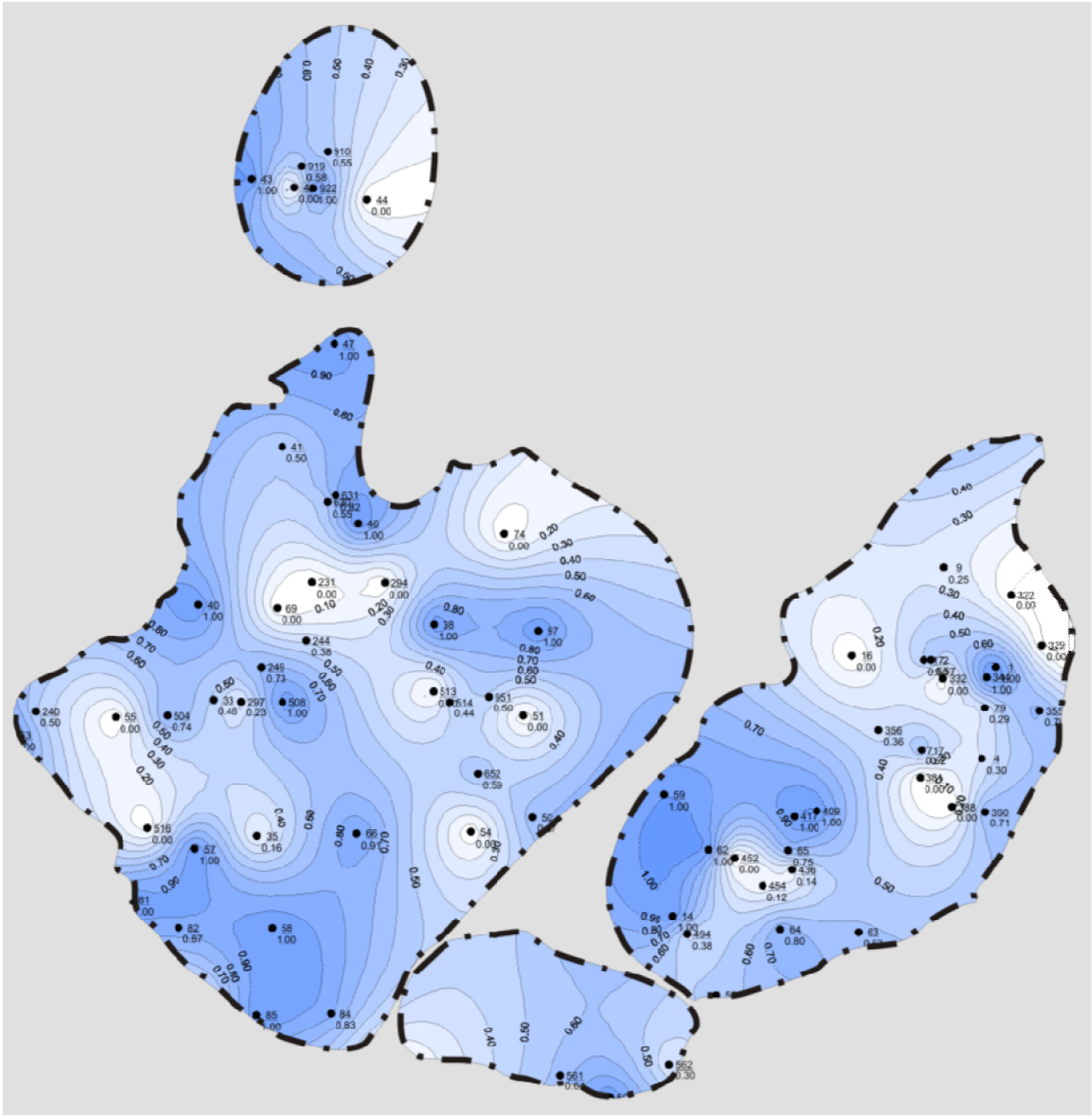
143 № скв.
0.05 д.ед. фации ПО

внешний контур нефтеносности

0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9

Рис. 3.4.2. Схема распределения фаций ПО для пласта Бш

Батырбайского месторождения



Условные обозначения

143 № скв.
0.05 д.ед. фации РМД

внешний контур нефтеносности

0 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

Рис. 3.4.3. Схема распределения фаций РМД для пласта Бш Батырбайского месторождения

Из представленных схем видно, что фации ОТ локализованы в центральной части месторождения и занимают небольшую площадь на востоке, на остальной же территории эта группа фаций практически отсутствует. Фации ПО и РМД распространены равномерно по площади месторождения и в разрезе башкирской залежи.

При исследованиях Батырбайского месторождения использованы данные по 93 образцам керна из 23 скважин, с учетом выделенных фаций.

На первом этапе определялся характер связей коллекторских свойств, $K_П$ и k, в зависимости от фациальной принадлежности отложений. Установленные зависимости проницаемости от пористости для фаций ОТ, ПО и РМД соответственно описываются следующими уравнениями:

$$k = -147{,}23 + 27{,}21K_П,\ r = 0{,}53, \quad (3.4.1)$$

$$k = 5{,}03 + 2{,}98K_П,\ r = 0{,}23, \quad (3.4.2)$$

$$k = -0{,}55 + 0{,}42K_П,\ r = 0{,}43, \quad (3.4.3)$$

где r – коэффициент корреляции.

Из полученных функций видно, что связь исследуемых параметров всегда положительная и статистически значимая. Следует отметить закономерное уменьшение углового члена от фаций ОТ к фациям РМД. Установление зависимости коллекторских свойств от фаций позволяет привлечь для исследования и другие показатели. В качестве характеристик использованы: $K_П$, k, $K_{ОВ}$, ρ, H, M.

Средние значения использованных при анализе фильтрационно-емкостных свойств приведены в Таблице 3.4.1. Сравнение средних значений по фациям выполнено с помощью критерия t.

Таблице 3.4.1

Сравнение средних значений по фациям башкирской залежи Батырбайского месторождения

Показатель	Средние значения			Критерии Стьюдента t / p		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$K_{П}$, %	15,95	13,68	13,64	$\frac{2,3696}{0,0207}$	$\frac{0,0305}{0,9758}$	$\frac{1,8038}{0,0777}$
k, 10^{-3}мкм^2	286,59	45,81	5,12	$\frac{7,3095}{0,0000}$	$\frac{4,2875}{0,0001}$	$\frac{6,6961}{0,0000}$
$K_{ОВ}$, %	17,6	26,2	34,7	$\frac{-4,4877}{0,0000}$	$\frac{-4,4158}{0,0000}$	$\frac{-10,3897}{0,0000}$
ρ, г/см^3	2,24	2,33	2,35	$\frac{-3,4543}{0,0010}$	$\frac{-0,8113}{0,4201}$	$\frac{-3,1605}{0,0000}$
H, м	-915,7	-917,2	-897,6	$\frac{0,1785}{0,8589}$	$\frac{-2,4815}{0,0156}$	$\frac{-2,1124}{0,0400}$
M, м	1,17	1,65	1,61	$\frac{-1,5635}{0,1227}$	$\frac{0,1166}{0,9075}$	$\frac{-1,2309}{0,2245}$

Из таблицы видно, что для фации ОТ средние значения по $K_{П}$, k имеют максимальные значения в пределах выделенных фаций, а средние значения по $K_{ОВ}$, ρ, H, M - минимальные значения. Средние значения $K_{П}$ и ρ фаций ПО и РМД по критерию Стьюдента статистически не различимы. Средние значения по k статистически различаются для всех групп фаций. Статистических различий в средних значениях по $K_{ОВ}$ также отмечены для всех фаций. В целом, средние значения по фациям ПО занимают промежуточные значения между фациями ОТ и РМД. Для количественной оценки различия в плотностях распределения частостей исследуемых показателей в изучаемых фациях использовался критерий χ^2. Распределение частостей в установленных для отложений башкирского яруса Батырбайского месторождения фациях по исследуемым петрофизическим характеристикам приведены в Таблицах 3.4.2 – 3.4.7.

Таблица 3.4.2

Распределение частостей для фаций по $K_П$

Фация	Интервалы варьирования $K_П$,%									
	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24	24-26
ОТ	-	-	0,25	0,08	0,16	0,16	0,16	0,12	-	0,04
ПО	0,023	0,136	0,159	0,227	0,227	0,114	0,045	0,045	0,023	-
РМД	0,12	0,16	0,20	0,12	0,12	0,08	0,04	0,08	0,08	-

Таблица 3.4.3

Распределение частостей для фаций по k

Фация	Интервалы варьирования k, 10^{-3}мкм^2						
	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700
ОТ	0,25	0,083	0,292	0,083	0,083	0,083	0,125
ПО	0,84	0,16	-	-	-	-	-
РМД	0,04	-	-	-	-	-	-

Таблица 3.4.4

Распределение частостей для фаций по ρ

Фация	Интервалы варьирования ρ, г/см^3					
	2,0-2,1	2,1-2,2	2,2-2,3	2,3-2,4	2,4-2,5	2,5-2,6
ОТ	-	0,375	0,292	0,292	0,042	-
ПО	0,045	0,091	0,227	0,409	0,205	0,023
РМД	-	0,280	0,040	0,320	0,240	0,120

Таблица 3.4.5

Распределение частостей для фаций по $K_{ОВ}$

Фация	Интервалы варьирования $K_{ОВ}$, %					
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60
ОТ	0,042	0,583	0,375	-	-	-
ПО	0,023	0,182	0,500	0,273	-	0,023
РМД	-	-	0,240	0,600	0,160	-

Таблица 3.4.6

Распределение частостей для фаций по *H*

Фация	Интервалы варьирования *H*, м							
	-800--820	-820--840	-840--860	-860--880	-880--900	-900--920	-920--940	-940--960
ОТ	0,042	-	-	0,042	0,042	0,417	0,167	0,292
ПО	0,023	-	-	0,136	0,068	0,295	0,136	0,341
РМД	-	-	-	0,360	0,120	0,320	0,120	0,080

Таблица 3.4.7

Распределение частостей для фаций по *M*

Фация	Интервалы варьирования *M*, м					
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
ОТ	0,667	0,208	0,042	0,042	0,042	-
ПО	0,432	0,364	0,068	0,115	-	0,023
РМД	0,480	0,200	0,240	-	0,080	-

В пределах исследуемых фаций, вычислялись значения коэффициентов корреляции между ними. Значения *r* приведены в Таблица 3.4.8

Таблица 3.4.8

Корреляционная матрица

	$K_П$	k	ρ	$K_{ОВ}$	H	M
$K_П$	1,00 1,00 1,00	0,53 0,23 0,43	−0,86 −0,90 −0,84	−0,84 −0,45 −0,77	−0,07 0,09 −0,03	−0,23 −0,14 −0,29
k		1,00 1,00 1,00	−0,36 −0,16 −0,37	−0,75 −0,63 −0,72	−0,02 −0,20 −0,15	−0,42 −0,23 −0,30
$\rho_П$			1,00 1,00 1,00	0,60 0,35 0,71	−0,01 −0,24 −0,07	0,14 −0,03 0,24
$K_{ОВ}$				1,00 1,00 1,00	0,06 0,02 −0,08	0,36 0,03 0,39
H					1,00 1,00 1,00	0,29 0,09 −0,30
M						1,00 1,00 1,00

Примечание: верхняя строка – фация ОТ, средняя строка – фация ПО, нижняя строка – фация РМД.

Для разделения типов фаций по комплексу изучаемых показателей применялся метод ПЛДА, позволивший получить следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = -0{,}61\,H + 7{,}17\,M + 739{,}30\,\rho + 21{,}05\,K_П - 0{,}03\,k + 1{,}27\,K_{ОВ} - 1289{,}49 \quad (3.4.4)$$

$$Z_2 = -0{,}61\,H + 7{,}19\,M + 756{,}02\,\rho + 21{,}56\,K_П - 0{,}05\,k + 1{,}34\,K_{ОВ} - 1331{,}72 \quad (3.4.5)$$

$$Z_3 = -0{,}59\,H + 7{,}16\,M + 767{,}48\,\rho + 22{,}10\,K_П - 0{,}05\,k + 1{,}60\,K_{ОВ} - 1352{,}80 \quad (3.4.6)$$

По вышеприведенным ЛДФ вычислены вероятности отнесения к фациям: ОТ - $P_{ОТ}$, ПО - $P_{ПО}$, РМД - $P_{РМД}$ и их средние значения. Сравнение средних значений вероятностей по фациям выполнялось по критерию t , Таблица 3.4.9.

Таблица 3.4.9

Сравнение средних значений вероятностей по фациям

Вероятность по фации	Средние значения			Критерии Стьюдента t / p		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД	фации ОТ-ПО	фации ПО-РМД	фации ОТ-РМД
$P_{ОТ}$	0,654	0,068	0,011	$\frac{9,852}{0,000}$	$\frac{2,537}{0,013}$	$\frac{8,697}{0,000}$
$P_{ПО}$	0,332	0,721	0,331	$\frac{-5,777}{0,000}$	$\frac{6,997}{0,000}$	$\frac{-0,002}{0,999}$
$P_{РМД}$	0,014	0,211	0,658	$\frac{-4,048}{0,000}$	$\frac{-7,244}{0,000}$	$\frac{-11,832}{0,000}$

Из таблицы видно, что для фаций ОТ среднее значение по $P_{ОТ}$ максимальное, для фации ПО среднее значение по $P_{ПО}$ максимальное, для фации РМД среднее значение по $P_{РМД}$ также максимальное.

Средние значения вероятностей по фациям по критерию t статистически различаются. Распределение вероятностей в исследуемых фациях приведено в Таблице 3.4.10.

Таблица 3.4.10

Распределение вероятностей по фациям

	Интервалы варьирования вероятностей									
	0,0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
Фация ОТ										
$P_{ОТ}$	0,13	0,04	0,08	0,08	–	–	0,04	0,13	0,13	0,38
$P_{ПО}$	0,38	0,13	0,13	0,04	–	–	0,08	0,08	0,13	0,04
$P_{РМД}$	0,96	0,04	–	–	–	–	–	–	–	–
Фация ПО										
$P_{ОТ}$	0,77	0,09	0,07	0,05	0,02	–	–	–	–	–
$P_{ПО}$	0,02	–	0,05	–	0,09	0,07	0,07	0,27	0,27	0,16
$P_{РМД}$	0,48	0,11	0,18	0,05	0,02	0,09	–	0,02	–	0,02
Фация РМД										
$P_{ОТ}$	0,96	0,04	–	–	–	–	–	–	–	–
$P_{ПО}$	0,20	0,16	0,16	0,20	0,04	0,08	0,04	0,08	0,04	–
$P_{РМД}$	0,04	0,08	0,04	–	0,08	0,04	0,20	0,16	0,16	0,20

Для количественной оценки различия в плотностях распределения вероятностей в изучаемых фациях был использован критерий χ^2, который показал, что распределение вероятностей принадлежности к своему классу фаций значительно отличаются от этих вероятностей принадлежности к другим классам, особенно сильные отличия получены по $P_{ОТ}$.

Для более полного анализа распределения вероятностей в пределах исследуемых фаций строились поля корреляции между вероятностями, а также вычислялись значения коэффициентов корреляции между ними. В Таблице 3.4.11 представлены значения коэффициентов корреляции между вероятностей в пределах исследуемых фаций.

Таблице 3.4.11

Корреляционная матрица

	$P_{ОТ}$	$P_{ПО}$	$P_{РМД}$
$P_{ОТ}$	$\frac{1,00}{\frac{1,00}{1,00}}$	$\frac{-1,00}{\frac{-0,00}{0,56}}$	$\frac{-0,74}{\frac{-0,46}{-0,65}}$
$P_{ПО}$		$\frac{1,00}{\frac{1,00}{1,00}}$	$\frac{0,71}{\frac{-0,89}{-0,99}}$
$P_{РМД}$			$\frac{1,00}{\frac{1,00}{1,00}}$

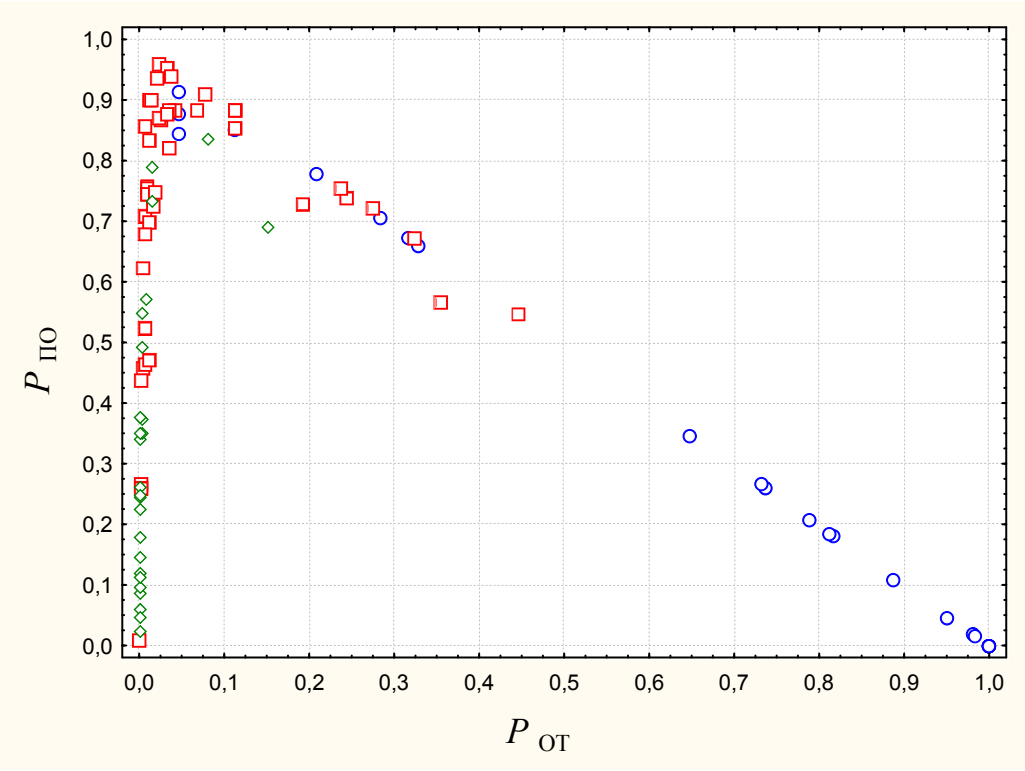
По полученным значениям вероятности отнесения к фациям ОТ, ПО, РМД проведен регрессионный анализ. Соотношения вероятностей и соответствующие им коэффициенты корреляции представлены в Таблице 3.4.12.

Таблица 3.3.12

Соотношение вероятностей для разных фаций

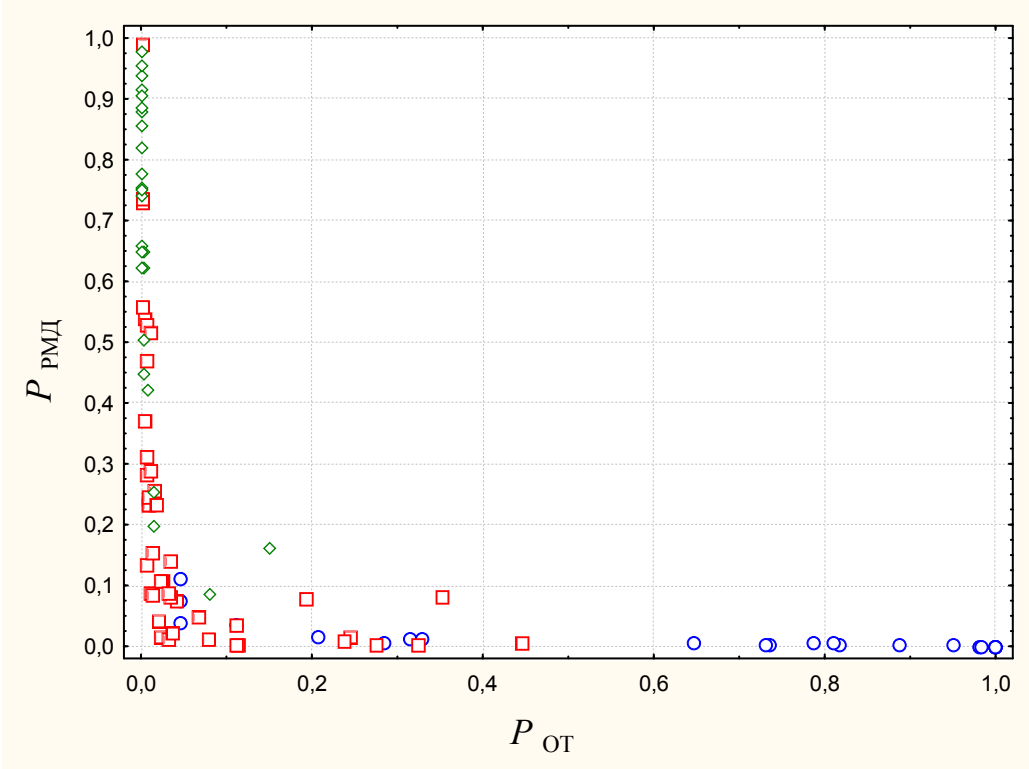
Соотношения вероятностей	Уравнения регрессии, коэффициент корреляции		
	фации ОТ	фации ПО	фации РМД
$P_{ОТ}$ и $P_{ПО}$	$P_{ПО}$ =0,949–0,9450$P_{ОТ}$, r=-0,99	$P_{ПО}$ =0,722–0,0088$P_{ОТ}$, r=–0,01	$P_{ПО}$ =0,283+4,1667$P_{ОТ}$, r=0,56
$P_{ОТ}$ и $P_{РМД}$	$P_{РМД}$ =0,050-0,0550$P_{ОТ}$, r=–0,74	$P_{РМД}$ =0,278-0,9912$P_{ОТ}$, r=–0,46	$P_{РМД}$ =0,717-5,1668 $P_{ОТ}$, r=-0,65
$P_{ПО}$ и $P_{РМД}$	$P_{РМД}$ =-0,004+0,0553$P_{ПО}$, r=0,71	$P_{РМД}$=0,929-0,9976$P_{ПО}$, r=–0,89	$P_{РМД}$ =1,014-1,0764 $P_{ПО}$, r=–0,99

На Рисунках 3.4.4 – 3.4.6 представлены поля корреляции между вероятностями отнесения по характеристикам пласта к фациям ОТ, ПО и РМД.



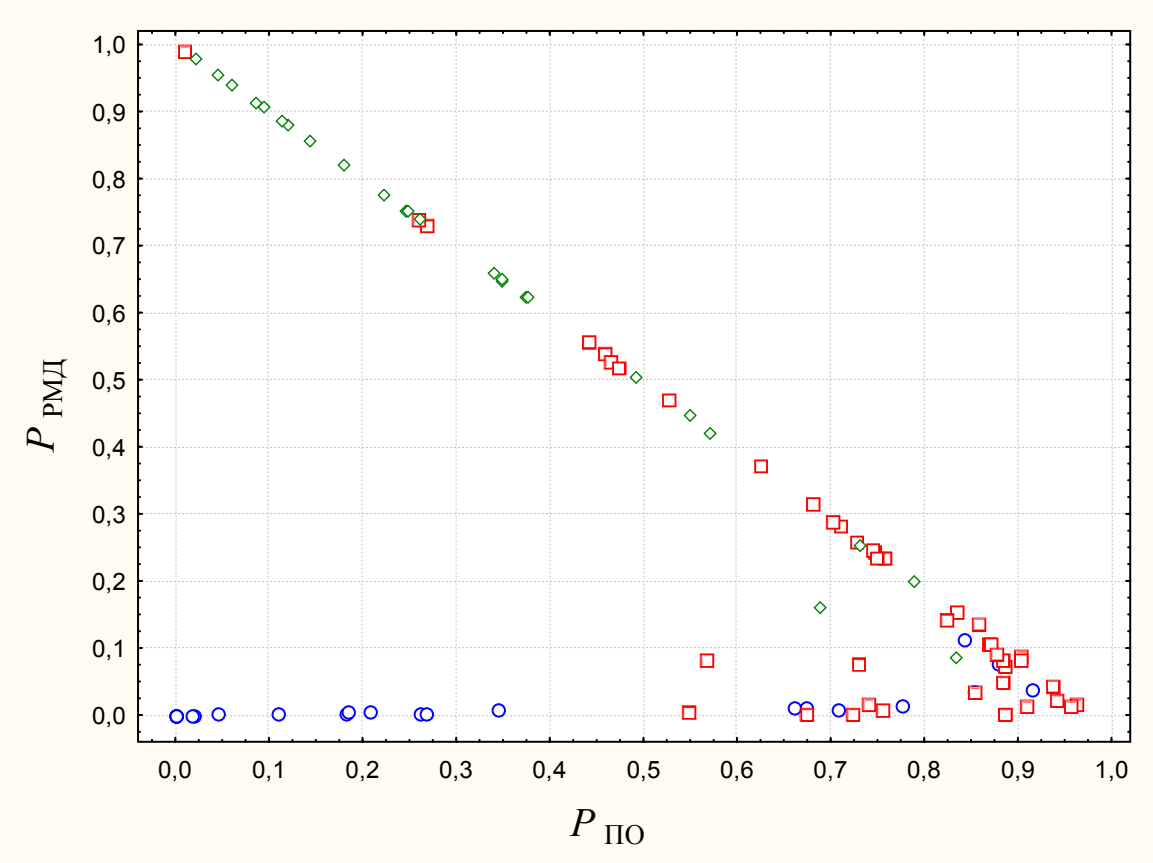
Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.4.4. Корреляционные поля между $P_{ОТ}$ и $P_{ПО}$



Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.4.5. Корреляционные поля между $P_{ОТ}$ и $P_{РМД}$



Фации: ОТ ПО РМД

Рис. 3.4.6. Корреляционные поля между $P_{ПО}$ и $P_{РМД}$

Анализ построенных полей корреляции между вероятностями показывает, что соотношение вероятностей для разных фаций имеет различный вид, и разработанные линейные дискриминантные функции достаточно хорошо разделяют данные по фациям.

Вышеприведенный статистический анализ характеристик башкирских залежей Сибирского, Кокуйскогои и Батырбайского месторождений показал их зональный характер распределения, подтверждающий ранее выделенные фациальные зоны. Данное обстоятельство будет использовано при разработке многомерных статистических моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти.

Исследование и фациальный анализ карбонатных отложений показали, что обилие органогенных и органогенно-обломочных разностей пород оказалось

благоприятным фактором для образования хорошо проницаемых пластов, заполнявшихся в последствие углеводородом (пласт Бш).

Коллекторами нефти и газа в отложениях башкирского яруса служат органогенные, органогенно-детритовые известняки и известковистые песчаники. В пределах каждой группы фаций коллекторские свойства значительно изменяются в зависимости от состава и размера органических остатков и, особенно, от характера и степени цементации. Лучшими коллекторскими свойствами обладают оолитовые известняки, известняковый раковинный песчаник, фораминиферовые и фораминиферово-водорослевые известняки с биоморфными и органогенно-детритовыми структурами. В отдельных прослоях они оказываются плотными в следствие вторичной кальцитизации и ангидритизации.

Для башкирских залежей Сибирского, Кокуйского и Батырбайского месторождений процент распознавания фаций показал, что четко различаются друг от друга фации ОТ и РМД. Фации ОТ, в основном, представлены пропластками с высокими коллекторскими свойствами, для фации РМД характерны породы с низкими фильтрационно-емкостными показателями. Фации ПО, находящиеся преимущественно по периферии отмелей, распознаются по ПЛДА значительно хуже.

Глава 4. РАЗРАБОТКА МНОГОМЕРНЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ НЕФТИ

Коэффициент подвижности нефти является величиной от которой во многом зависит эффективность разработки нефтяных месторождений. На сегодняшний день для Пермского края на значительном фактическом материале статистически обосновано влияние $K_{ПОДВ}$ на коэффициенты извлечения нефти и вытеснения нефти водой [59]. В данной главе на примере башкирских залежей нефтяных месторождений Пермского края, расположенных в различных тектонических элементах, исследована возможность построения регрессионных моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти по фильтрационно-емкостным свойствам с учетом фациальных особенностей пород-коллекторов. Данная задача имеет большое практическое значение, так как с помощью построенных моделей представляется возможным оценить значения $K_{ПОДВ}$.

4.1. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для решения поставленной задачи исследовалось влияние некоторых характеристик пласта на величину $K_{ПОДВ}$ путем вычисления коэффициентов корреляции и построения уравнений регрессий. Использовались те же характеристики, что и при обосновании геолого-математических моделей прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом фациальных особенностей: пористость ($K_П$), остаточная водонасыщенность ($K_{ОВ}$), плотность (ρ), абсолютные отметки залегания (H) и толщины выделенных фаций (M).

Для количественного учета фациальной принадлежности коллекторов введен показатель $K_Ф$. В связи с тем, что как показано выше, ухудшение коллекторских свойств происходит последовательно от фаций ОТ к ПО и от фаций ПО к РМД, при расчете $K_Ф$ использована следующая ранговая градация:

– для фаций ОТ, представленных известняковыми брекчиями, присваивается ранг 1;

– для фаций ПО, располагающихся на периферии отмелей, представленных водорослевыми и фораминеферовыми известняками, присваивается ранг 2;

– для фаций РМД, характеризующихся морскими отложениями, формировавшимися в удалённых от берега морских мелководных обстановках, и представленных известняками доломитизированными, присваивается ранг 3.

Таким образом, коллекторские свойства закономерно ухудшаются с возрастанием ранга $K_{Ф}$. Применение градаций для решения близких по смыслу задач показано в работе [94].

Коэффициент проницаемости не использовался для решения данной задачи, так как присутствует при расчете $K_{ПОДВ}$. Кроме того, такой подход позволяет производить прогноз $K_{ПОДВ}$ на образцах неправильной формы, на шламе и по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Установлено, что наиболее тесные статистические связи $K_{ПОДВ}$ наблюдаются для показателей ρ, $K_{П}$, $K_{ОВ}$. Показатели H и M не оказывают существенного влияния на $K_{ПОДВ}$, что свидетельствует о многоэтапной цикличности формирования карбонатных отложений. Разработка статистических моделей, отнесения комплекса изучаемых показателей к подвижной части коллектора, потребовала использование комплекса методов ПЛДА и условной комплексной вероятности (УКВ). Метод УКВ предусматривает использование вероятности и антивероятности отнесения показателей к подвижной части коллектора. Вероятностные кривые, полученные методом УКВ, позволяют, в том числе, учесть нелинейность связи параметров с $K_{ПОДВ}$.

При изучении влияния фаций на подвижность нефти выборка разделялась на два класса по медианному значению $K_{ПОДВ}$. Для комплексного учета информативности показателей при оценке $K_{ПОДВ}$ использован вероятностный подход. При этом, для показателей определялись оптимальные величины интервалов варьирования с использованием формулы Стерджесса. В каждом интервале определялись вероятности принадлежности к классу подвижной части коллектора (класс 1). Далее, интервальные вероятности принадлежности к классу 1 сопоставлялись со средними интервальными значениями показателя.

Вычислялся парный коэффициент корреляции, и строилось уравнение регрессии. При построении моделей выполнялась их корректировка из условия, что среднее значение для класса подвижной части коллектора должно быть больше 0,5, а для класса застойных зон меньше 0,5.

Для построения наиболее оптимальной модели прогноза с помощью индивидуальных вероятностей вычисляется обобщенная вероятность [51]:

$$Ð_{ÓÊÂ} = \frac{\prod Ðóêâi}{\prod Ðóêâ + \prod (1 - Ðóêâi)} \quad , \qquad (4.1.1)$$

где *Рукві* – соответственно вероятности: ранга фации, плотности, коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности.

Для контроля полученных значений вероятностей, а также для построения наиболее оптимальной модели прогноза $K_{ПОДВ}$ применен метод ПЛДА. В результате реализации ПЛДА получены ЛДФ для двух классов, с помощью которых определялась каноническая функцию *Z*. Каноническая функция позволяет вычислить значения вероятности принадлежности к классу подвижной части коллектора – $P_{ЛДА}$.

Следующим шагом в разработке статистических моделей прогноза коэффициента подвижности нефти, является разработка многомерной модели. Многомерная модель прогноза $K_{ПОДВ}$ строится с помощью пошагового регрессионного анализа.

На основании полученных при реализации методов ПЛДА и УКВ вероятностей с помощью регрессионного анализа строится многомерная модель прогноза коэффициента подвижности:

$$K_{ПОДВ}^{М} = А\ P_{ЛДА} + В\ P_{УКВ} – С \qquad (4.1.2)$$

где $P_{ЛДА}$, $P_{УКВ}$ – вероятности отнесения к подвижной части, А и В – коэффициенты, С – свободный член уравнения множественной регрессии.

Реализованный многомерный подход позволяет определить прогнозное значение коэффициента подвижности нефти в любом участке залежи, для которой известны ρ, $K_П$, $K_{ОВ}$, *H*, *M* и фациальная принадлежность отложений.

4.2. МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ НЕФТИ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При разработке моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти для башкирской залежи Сибирского месторождения первоначально устанавливались фактические значения $K_{ПОДВ}$. При этом использовались значения вязкости нефти в пластовых условиях. Диапазон изменения μ для башкирской залежи Сибирского месторождения составил от 1,72 до 4,35 мПа*с. Среднее по пласту Бш значение μ – 1,91 мПа*с. Использовалась переходная зависимость от коэффициента абсолютной проницаемости к фазовой проницаемости из работы, определенная опытным путем в лабораторных условиях:

$$k_{ФАЗ} = 0{,}346\ (k)^{1{,}11} \qquad (4.2.1)$$

Для изучения влияния фаций на $K_{ПОДВ}$ выборка по медианному значению разделена на два класса. В класс, представленный более подвижной частью коллектора, вошли образцы с $K_{ПОДВ}$ >0,0007 мкм^2/мПа*с; в класс застойных зон – образцы с $K_{ПОДВ}$<0,0007 мкм^2/мПа*с.

Класс подвижной части коллектора характеризуется следующими средними значениями петрофизических показателей: ρ=2,37 г/см^3, $K_П$=12,2%, $K_{ОВ}$=21,6%, для застойных зон – ρ=2,45 г/см^3, $K_П$=9,4%, $K_{ОВ}$=43,5%. Таким образом, для застойных зон по сравнению с подвижной частью коллектора ρ выше, $K_П$ значительно ниже, $K_{ОВ}$ выше вдвое. К подвижной части коллектора относится керн фаций ОТ и отчасти фаций ПО – это известняки с высокими коллекторскими свойствами, формирование которых происходило в мелководных фациальных обстановках на глубинах до 10 м. К застойным зонам – керн фаций РМД и отчасти фаций ПО, с формированием отложений на глубинах 10–50 м.

С целью установления статистических закономерностей проведен регрессионный анализ, уравнения регрессии между изучаемыми показателями и $K_{ПОДВ}$ имеют следующий вид:

$$K_{ПОДВ} = 0{,}117\text{-}0{,}0472\ \rho,\ r = -0{,}44,\ p<10^{-5}, \quad (4.2.2)$$

$$K_{ПОДВ} = -0{,}012+0{,}0015\ K_{П},\ r = 0{,}45,\ p<10^{-5}, \quad (4.2.3)$$

$$K_{ПОДВ} = 0{,}011\text{-}0{,}0002\ K_{ОВ},\ r = -0{,}35,\ p<10^{-5}, \quad (4.2.4)$$

$$K_{ПОДВ} = 0{,}009\text{-}0{,}003\ K_{Ф},\ r = -0{,}18,\ p=0{,}01. \quad (4.2.5)$$

Для комплексного учета информативности показателей при оценке $K_{ПОДВ}$ использован вероятностный подход. В Таблице 4.2.1 индивидуальные статистические модели прогноза $K_{ПОДВ}$. Из таблицы видно, что классы подвижных и застойных зон статистически различаются. Следует отметить, что введенный в диссертации критерий $P(K_{Ф})$ является достаточно информативным.

Таблица 4.2.1

Индивидуальные статистические модели прогноза $K_{ПОДВ}$

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка – уравнение вероятности принадлежности к классу подвижной части коллектора; средняя – область применения модели; нижняя – диапазон изменения вероятности
	Подвижная часть коллектора	Застойные зоны	Стьюдента t / p	Пирсона χ^2 / p	
ρ, г/см^3	$\frac{2{,}37 \pm 0{,}091}{0{,}548 \pm 0{,}114}$	$\frac{2{,}44 \pm 0{,}08}{0{,}458 \pm 0{,}103}$	$\frac{-5{,}6494}{0{,}0000}$	$\frac{46{,}158}{0{,}0000}$	$P(\rho) = 3{,}541–1{,}254\ \rho$ 2,16 — 2,70 г/см^3 0,139 — 0,816
$K_{П}$, %	$\frac{12{,}17 \pm 2{,}96}{0{,}561 \pm 0{,}129}$	$\frac{9{,}57 \pm 2{,}78}{0{,}448 \pm 0{,}121}$	$\frac{6{,}1864}{0{,}0000}$	$\frac{55{,}139}{0{,}0000}$	$P(K_{П}) = 0{,}013+0{,}044\ K_{П}$ 2,7 — 19,7 % 0,148 — 0,890
$K_{ОВ}$, %	$\frac{21{,}39 \pm 3{,}1}{0{,}541 \pm 0{,}024}$	$\frac{42{,}37 \pm 12{,}23}{0{,}462 \pm 0{,}049}$	$\frac{13{,}3773}{0{,}0000}$	$\frac{111{,}72}{0{,}0000}$	$P(K_{ОВ}) = 0{,}621\text{-}0{,}004\ K_{ОВ}$ 9,2 — 77,3 % 0,334 — 0,587
$K_{Ф}$, *ранг*	$\frac{1{,}97 \pm 0{,}59}{0{,}544 \pm 0{,}137}$	$\frac{2{,}33 \pm 0{,}58}{0{,}464 \pm 0{,}136}$	$\frac{-4{,}2255}{0{,}0000}$	$\frac{25{,}747}{0{,}0000}$	$P(K_{Ф}) = 1{,}006–0{,}233\ K_{Ф}$ 1 — 3 *ранг* 0,306 — 0,772
H, м	$\frac{-1758 \pm 13}{0{,}522 \pm 0{,}093}$	$\frac{-1765 \pm 16}{0{,}474 \pm 0{,}049}$	$\frac{2{,}4858}{0{,}0144}$	$\frac{6{,}3435}{0{,}0419}$	$P(H) = 12{,}683+0{,}00693\ H$ -1808,2 — -1718,0 м 0,180 — 0,880
M, м	$\frac{1{,}02 \pm 1{,}08}{0{,}504 \pm 0{,}081}$	$\frac{1{,}13 \pm 1{,}14}{0{,}495 \pm 0{,}119}$	$\frac{-0{,}5558}{0{,}0579}$	$\frac{2{,}3040}{0{,}3162}$	$P(M) = 0{,}604–0{,}0759\ M$ 0,10 — 5,10 м 0,240 — 0,585

* Примечание – в числителе – среднее значение показателя и стандартное отклонение, в знаменателе – среднее значение вероятности и стандартное отклонение.

Графическое представление уравнений регрессии по привлеченным показателям приведены на Рисунках 4.2.1 – 4.2.4.

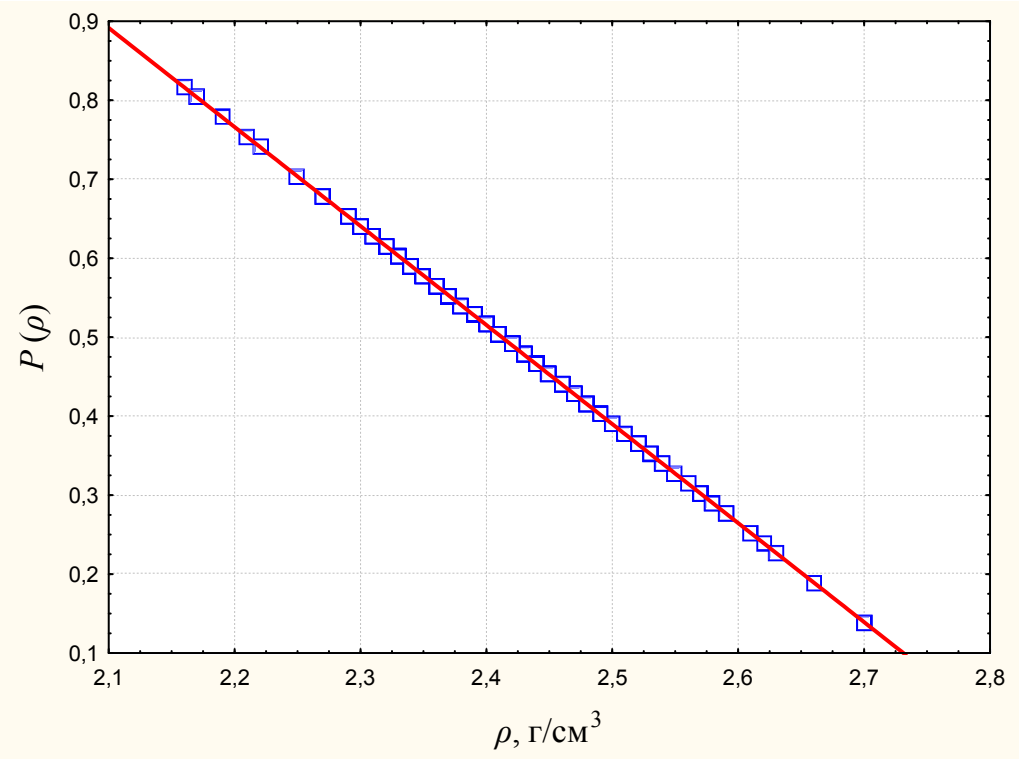


Рис. 4.2.1. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра плотности

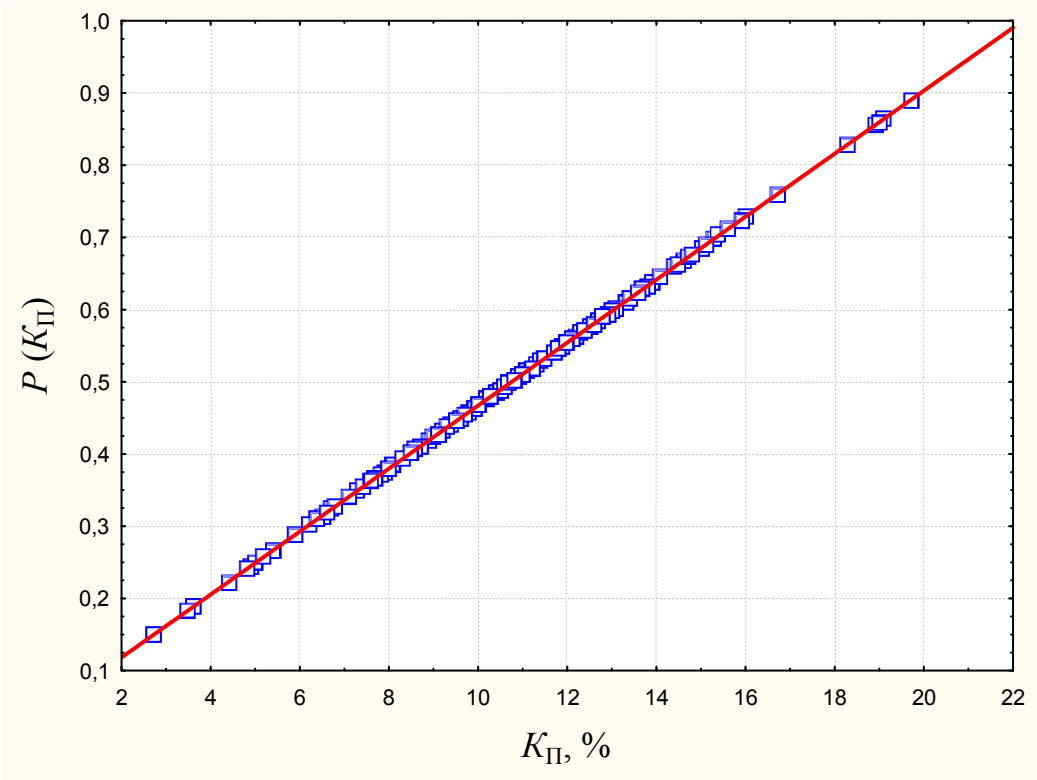


Рис. 4.2.2. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра пористости

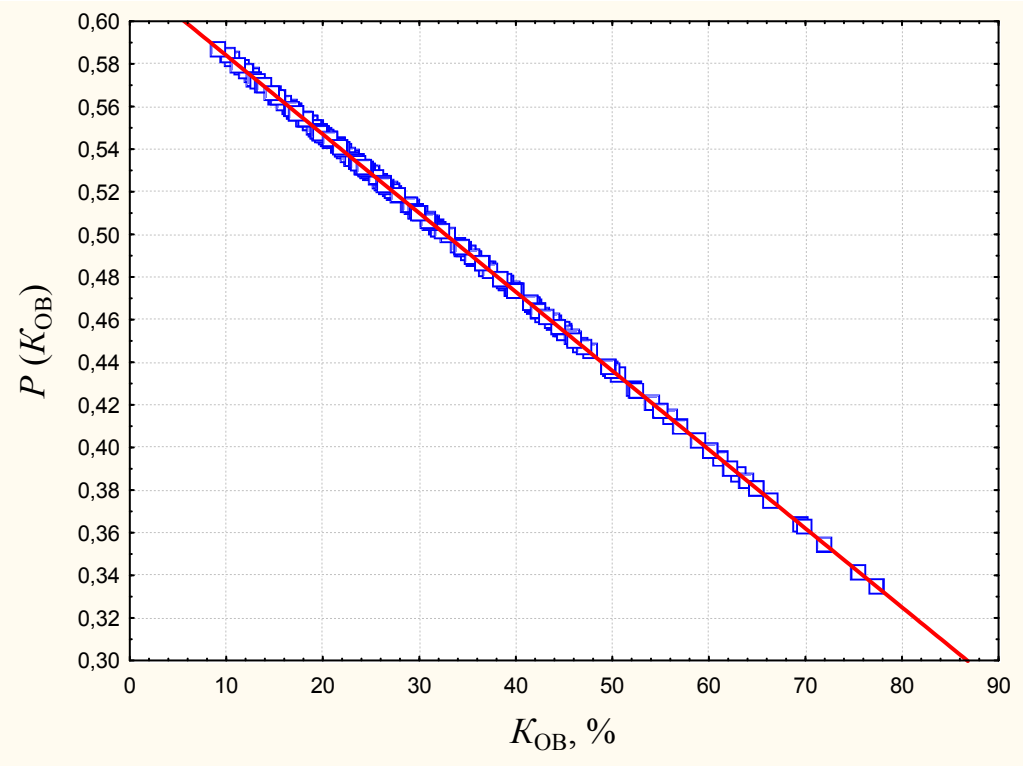


Рис. 4.2.3. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра остаточной водонасыщенности

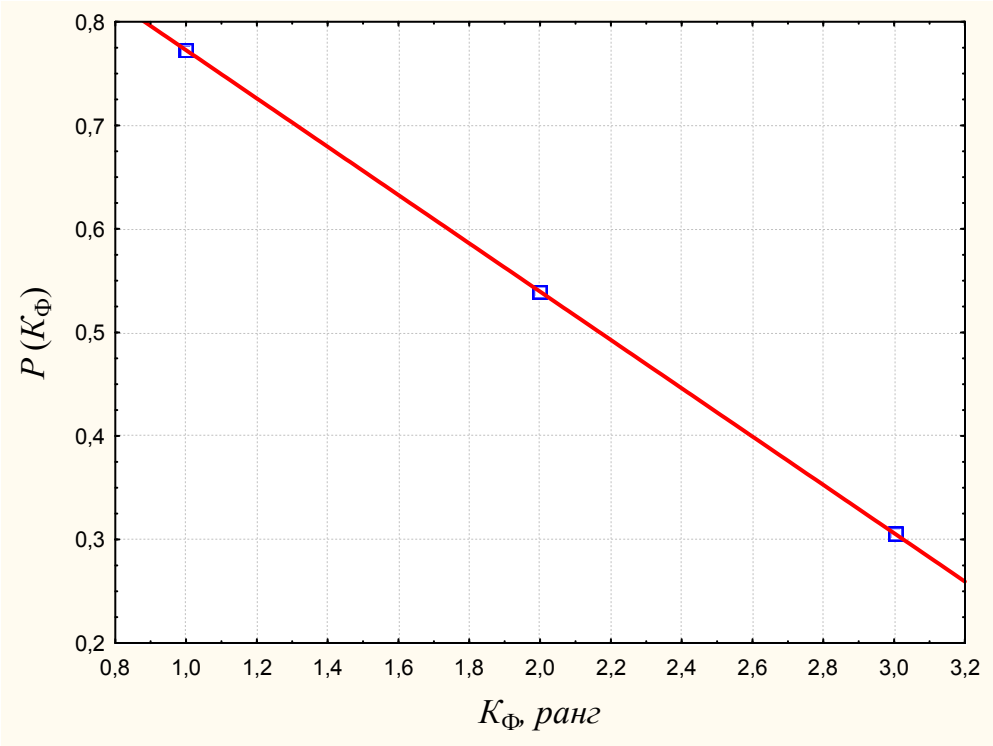


Рис. 4.2.4. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра фациальной принадлежности

В Таблице 4.2.2 приведены значения коэффициентов корреляции между индивидуальными вероятностями.

Таблица 4.2.2

Корреляционная матрица

	$P(K_{Ф})$	$P(\rho)$	$P(K_{П})$	$P(K_{ОВ})$
$P(K_{Ф})$	1,00	0,20	0,21	0,13
$P(\rho)$		1,00	0,94	0,47
$P(K_{П})$			1,00	0,48
$P(K_{ОВ})$				1,00

Из таблицы видно, что корреляционные связи являются более сильными между $P(\rho)$ и $P(K_{П})$. Для более полного анализа полученных значений индивидуальных вероятностей вычислены значения r для двух выделенных классов образцов. Результаты корреляционного анализа представлены в Таблице 4.2.3.

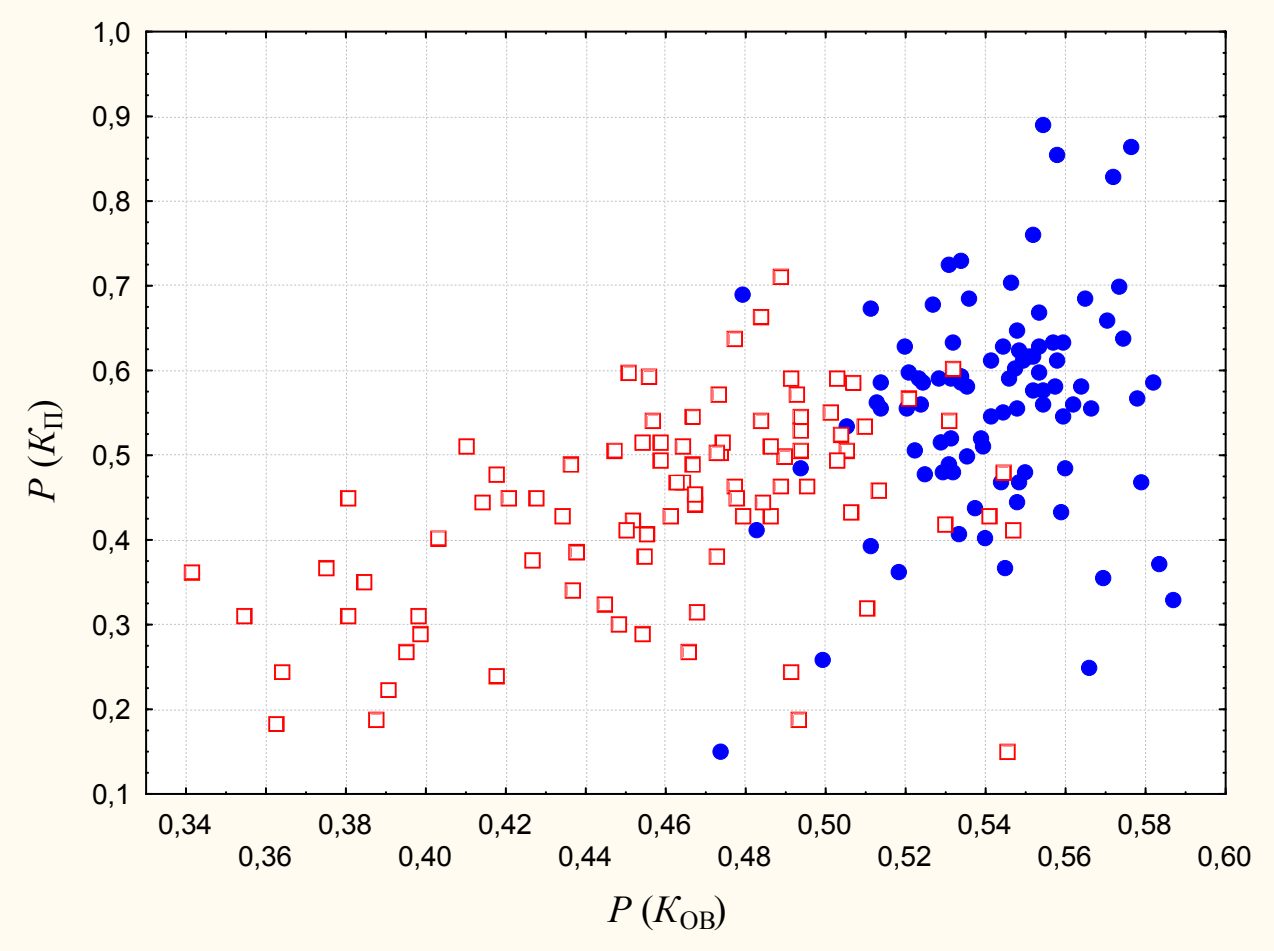
Таблица 4.2.3

Корреляционная матрица

	$P(K_{Ф})$	$P(\rho)$	$P(K_{П})$	$P(K_{ОВ})$
$P(K_{Ф})$	$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,04}{0,17}$	$\frac{0,06}{0,17}$	$\frac{0,02}{-0,16}$
$P(\rho)$		$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,91}{0,96}$	$\frac{0,26}{0,40}$
$P(K_{П})$			$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,26}{0,38}$
$P(K_{ОВ})$				$\frac{1,00}{1,00}$

В результате установлено, что совместное использование оценок индивидуальных вероятностей позволяет более уверенно выделять подвижные и застойные зоны. На Рисунке 4.2.5 приведен пример сопоставления индивидуальных вероятностных оценок $P(K_{ОВ})$ и $P(K_{П})$.

В пределах поля вероятностей достаточно уверенно выделяются две области подвижных и застойных зон. В целом оценки, выполненные с помощью критерия χ^2, показывают, что индивидуальные вероятностные критерии могут использоваться для прогноза значений $K_{ПОДВ}$ и наиболее целесообразно их комплексирование.



Подвижные зоны Застойные зоны

Рис. 4.2.5. Сопоставление отнесения пород к подвижной и застойной зонам в поле вероятностей $P(K_П)$ и $P(K_{ОВ})$

Расчеты вероятностей $P(K_Ф)$, $P(\rho)$, $P(K_П)$ и $P(K_{ОВ})$ использованы при построении условных комплексных вероятностей (УКВ) по характеристикам пласта – $P_{УКВ}$ для прогноза $K_{ПОДВ}$ башкирской залежи Сибирского месторождения. При вычислениях применялось сочетание вероятностей, при котором средние значения $P_{УКВ}$ наиболее значительно отличались в изучаемых классах. Анализ

показал, что при повышении m от 2 до 4 среднее значение $P_{УКВ}$ для подвижной части коллектора закономерно растет от 0,60 до 0,66. Для застойных зон при повышении m средние значения $P_{УКВ}$ уменьшаются. Правильность распознавания по вероятностям, вычисленным по этим данным, составляет 80-93%.

Для контроля полученных вероятностных оценок применен метод ПЛДА, получена каноническая функция:

$$Z = 25{,}13P(K_{ОВ}) + 3{,}18P(K_{Ф}) + 3{,}11P(K_{П}) - 3{,}04P(\rho) - 14{,}2 \qquad (4.2.6)$$

В данной ЛДФ коэффициенты при $P(K_{ОВ})$, $P(K_{Ф})$, $P(K_{П})$, $P(\rho)$ имеют физический смысл, увеличивая вероятность отнесения пропластка к подвижной части залежи при росте индивидуальных вероятностей. По данной ЛДФ вычислены значения принадлежности к классу подвижных зон – $P_{ЛДА}$. На Рисунке 4.2.6 графически представлена зависимость $P_{ЛДА}$ от Z.

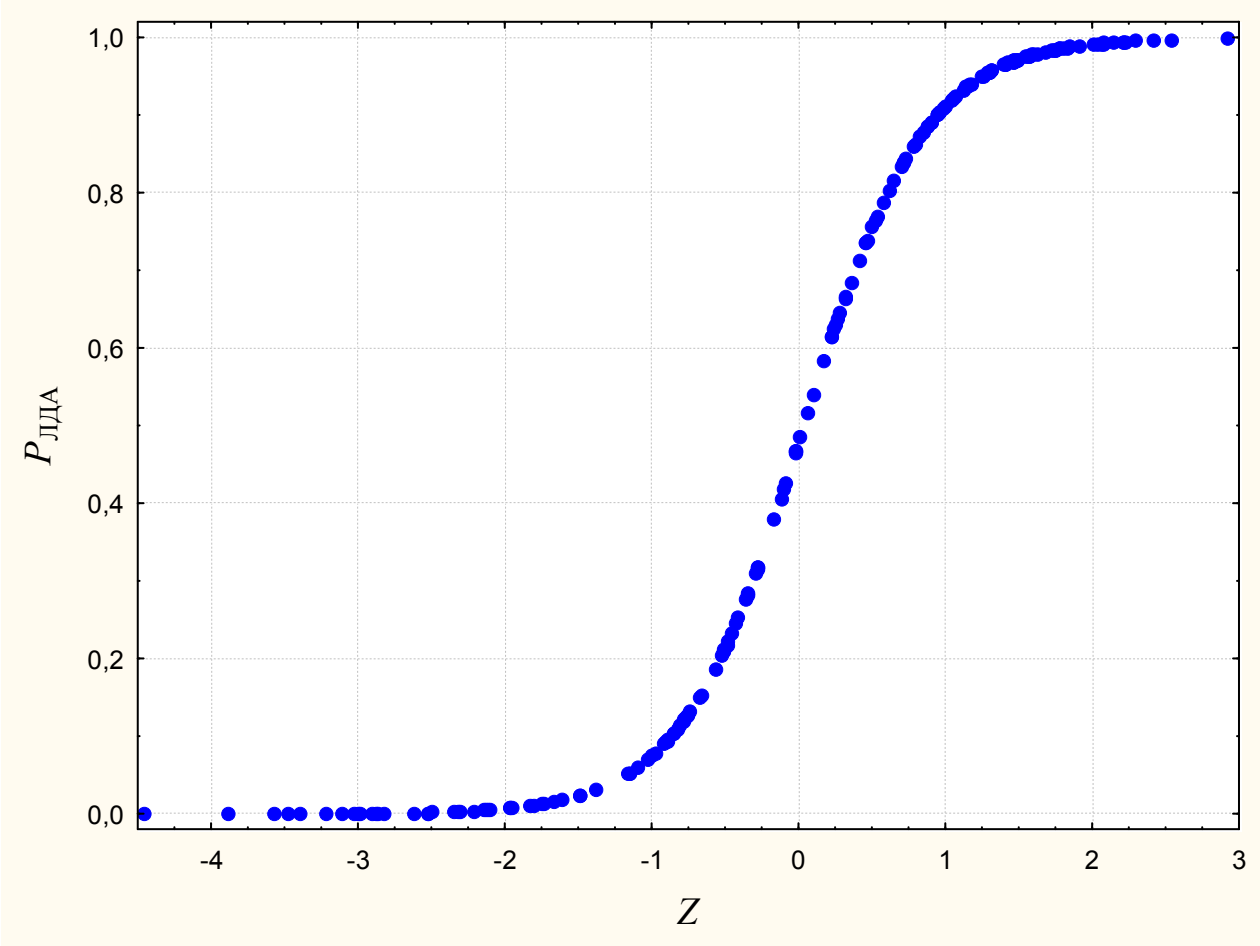


Рис. 4.2.6. Зависимость $P_{ЛДА}$ от Z

Среднее значение $P_{ЛДА}$ для класса подвижной части коллектора составляет 0,88±0,21; для класса застойных зон – 0,20±0,26. Процент верного распознавания для класса подвижной части коллектора – 93,2 %, для класса застойных зон – 82,8%. Применение методов УКВ и ПЛДА показывает, что значения $K_{ПОДВ}$ в значительной мере контролируются петрофизическими характеристиками пласта Бш.

Разбив данные по вероятности $P_{ЛДА}$ с шагом 0,1, в пределах интервалов вычислялись средние значения $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$. Полученные данные представлены в Таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.4

Средние интервальные значения $P_{ЛДА}$, $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$

Параметры	Средние значения в интервале варьирования $P_{ЛДА}$									
	0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
$P_{ЛДА}$	0,02	0,13	0,23	0,35	0,44	0,55	0,65	0,75	0,84	0,95
$P_{УКВ}$	0,21	0,48	0,42	0,44	0,52	0,54	0,49	0,61	0,57	0,73
$K_{ПОДВ}$	0,0001	0,0002	0,0004	0,0006	0,0005	0,0009	0,0014	0,0017	0,0027	0,0099

Из таблицы видно, что при увеличении значений $P_{ЛДА}$ величины $P_{УКВ}$, и $K_{ПОДВ}$, в основном, повышаются. Средние интервальные значения $P_{УКВ}$ увеличиваются от 0,21 до 0,73, фактические значения $K_{ПОДВ}$ увеличиваются от 0,0001 до 0,0099 мкм^2/мПа*с. Оценку взаимосвязей между $K_{ПОДВ}$ и разработанными критериями $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ производилась с помощью вычисления коэффициентов r. Между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ равно 0,88, между $P_{ЛДА}$ и $K_{ПОДВ}$ – 0,36 и между $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$ – 0,39. Поле корреляции между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ приведено на Рисунке 4.2.7.

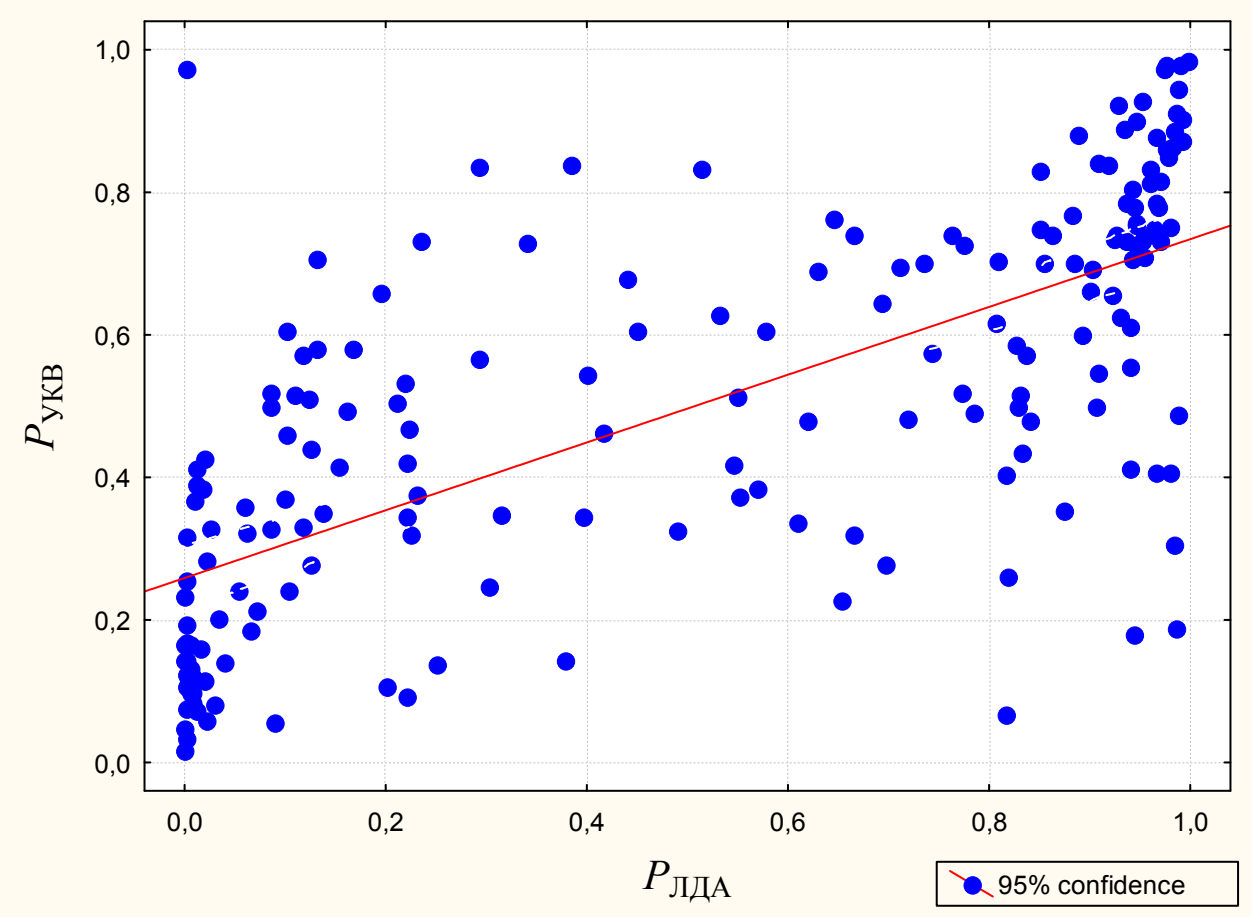


Рис.4.2.7. Поле корреляции между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$

В результате комплексирования методов УКВ и ПЛДА получено следующее уравнение регрессии:

$$K_{ПОДВ}^{М} = 0{,}003823\ P_{ЛДА} + 0{,}010720\ P_{УКВ} - 0{,}003954,$$

$$\text{при } R=0{,}52;\ F_p/F_t=5{,}86 \qquad (4.2.7)$$

Результаты комплексирования методов УКВ и ПЛДА в виде диаграммы представлены на Рисунке 4.2.8. Сопоставление расчетных значений $K_{ПОДВ}^{М}$ с фактическими данными показывает их высокую сходимость (r=0,88), при значениях критерия Стьюдента t=0,09.

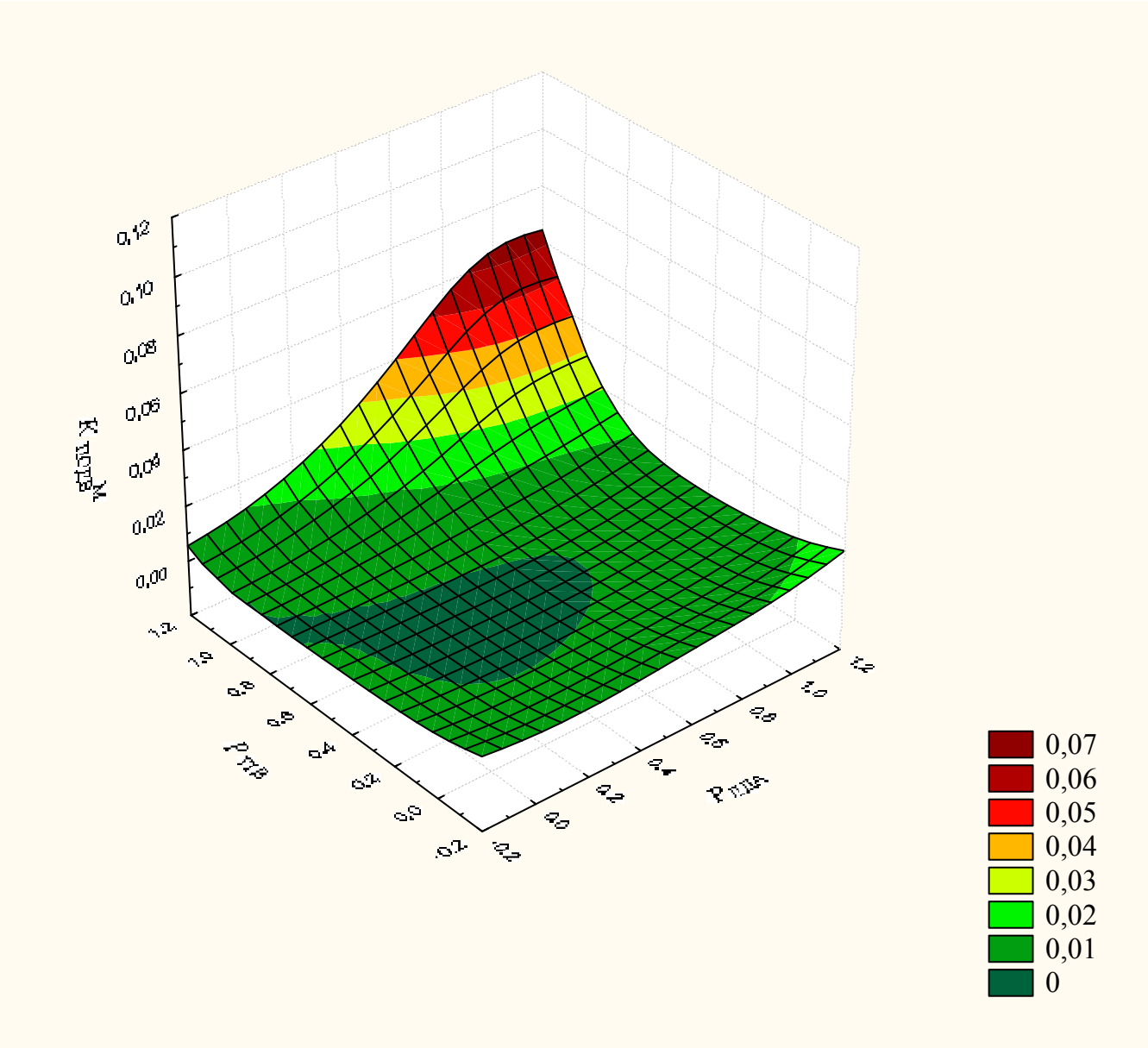


Рис. 4.2.8. Диаграмма расчета оценки $K_{ПОДВ}^{М}$

Разработанная многомерная модель позволяет прогнозировать $K_{ПОДВ}$ в любом участке башкирской залежи Сибирского месторождения. На Рисунке 4.2.9 представлено распределение прогнозных средневзвешенных по толщине пропластка значений $K_{ПОДВ}$ с учетом фациальной принадлежности отложений. Из рисунка видно, что наиболее высокие значения $K_{ПОДВ}$ приурочены к областям развития фаций ОТ. В то время как фации РМД, располагающиеся по периферии в северо-западной и юго-восточной частях, характеризуются низкими значениями $K_{ПОДВ}$.

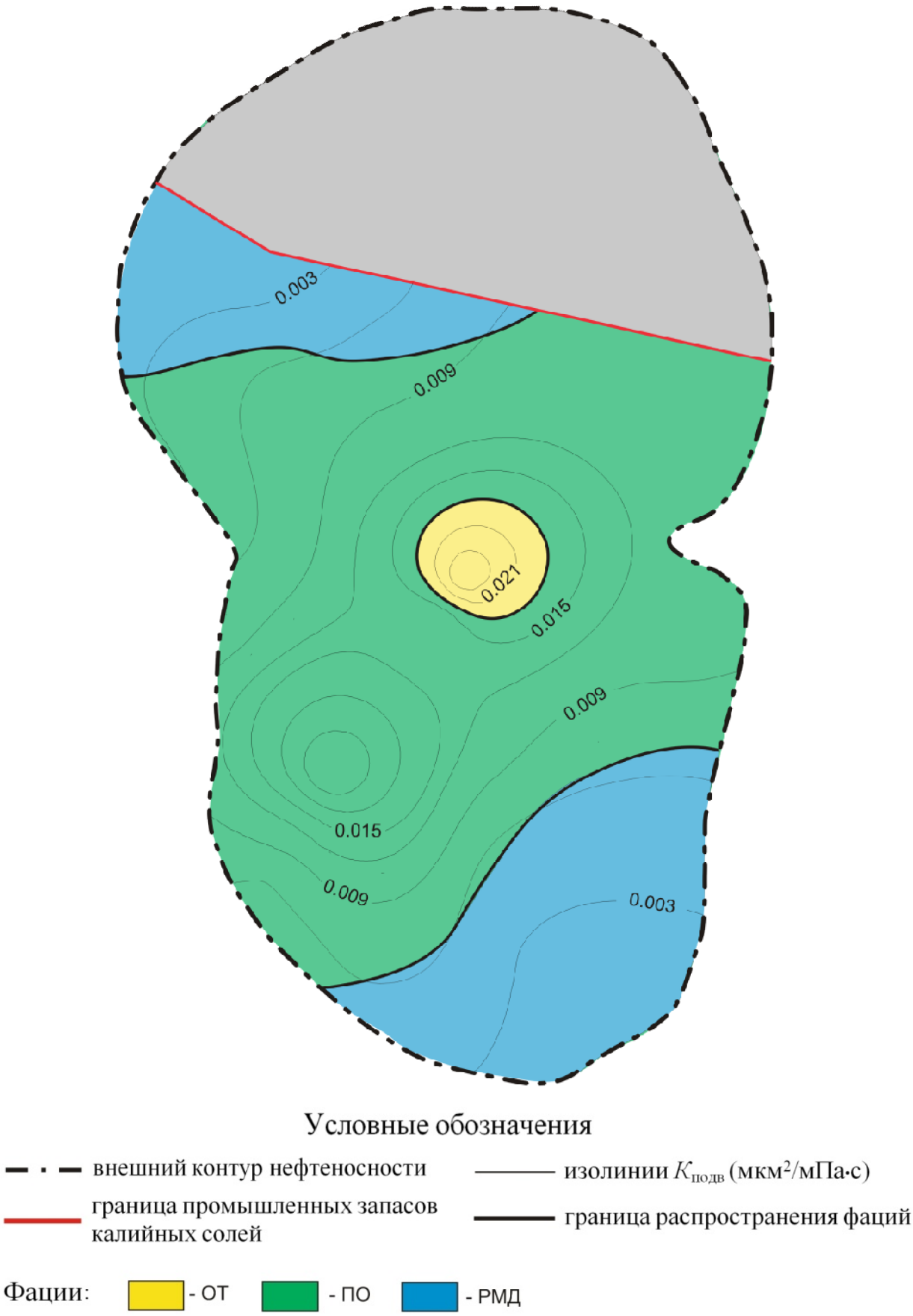


Рис. 4.2.9. Схема распределения прогнозного $K_{ПОДВ}$ пласта Бш Сибирского месторождения с учетом фаций

Эффективность использования петрофизических показателей ρ, $K_{П}$, $K_{ОВ}$ в комплексе с учетом фациальной принадлежности коллекторов для выделения подвижных и застойных участков залежи подтверждена данными расходометрии скважин. На Рисунке 4.2.10 приведен пример сопоставления данных исследования керна и расходометрии для нагнетательной скважины. Из рисунка видно, что принимающие пропластки, соответствуют фациям ПО, а пропластки фаций РМД не принимают флюид.

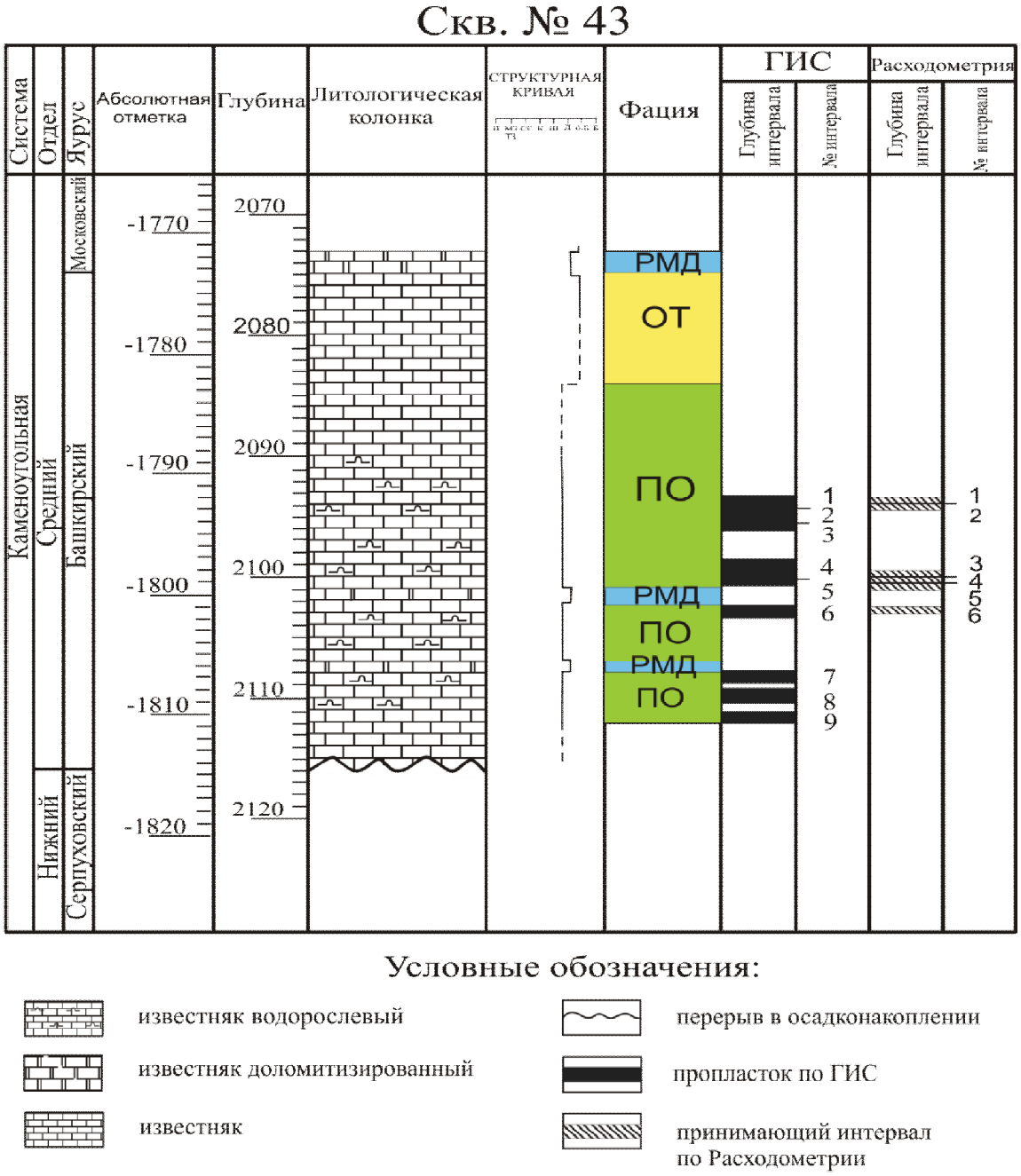


Рис. 4.2.10. Сопоставление данных исследования керна и расходометрии для нагнетательной скважины пласта Бш Сибирского месторождения

4.3. МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ НЕФТИ КОКУЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При разработке моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти для башкирской залежи Кокуйского месторождения первоначально устанавливались фактические значения $K_{ПОДВ}$. При этом использовались значения вязкости нефти в пластовых условиях. Диапазон изменения μ для башкирской залежи Кокуйскогокого месторождения составил от 1,19 до 1,36 мПа*с. Использовалась переходная зависимость от коэффициента абсолютной проницаемости к фазовой проницаемости, определенная опытным путем в лабораторных условиях:

$$k_{ФАЗ} = 0{,}299\ (k)^{1{,}32} \qquad (4.3.1)$$

Для изучения влияния фаций на $K_{ПОДВ}$ выборка по медианному значению разделена на два класса. В класс, представленный более подвижной частью коллектора, вошли образцы с $K_{ПОДВ}$ >0,0225 мкм^2/мПа*с; в класс застойных зон – образцы с $K_{ПОДВ}$<0,0225 мкм^2/мПа*с. Класс подвижной части коллекторов характеризуется следующими средними значениями петрофизических показателей: ρ=2,18 г/см^3, $K_П$=18,7%, $K_{ОВ}$ =13,9%. Класс застойных зон имеет следующие средние значения: ρ=2,33г/см^3, $K_П$=13,2%, $K_{ОВ}$=28,9%.

С целью установления статистических закономерностей проведен регрессионный анализ, уравнения регрессии между изучаемыми показателями и $K_{ПОДВ}$ имеют следующий вид:

$$K_{ПОДВ} = 0{,}304\text{-}0{,}1223\ \rho,\ r = -0{,}39,\ p<10^{-5}, \qquad (4.3.2)$$

$$K_{ПОДВ} = -0{,}029+0{,}0036\ K_П,\ r = 0{,}41,\ p<10^{-5}, \qquad (4.3.3)$$

$$K_{ПОДВ} = 0{,}046\text{-}0{,}0009\ K_{ОВ},\ r = -0{,}36,\ p<10^{-5}, \qquad (4.3.4)$$

$$K_{ПОДВ} = 0{,}064\text{-}0{,}0227\ K_Ф,\ r = -0{,}37,\ p<10^{-5}. \qquad (4.3.5)$$

Для комплексного учета информативности показателей при оценке $K_{ПОДВ}$ использован вероятностный подход. В Таблице 4.3.1 индивидуальные

статистические модели прогноза $K_{ПОДВ}$. Из таблицы видно, что классы подвижных и застойных зон статистически различаются. Следует отметить, что введенный в диссертации критерий $P(K_Ф)$ является достаточно информативным.

Таблица 4.3.1

Индивидуальные статистические модели прогноза $K_{ПОДВ}$

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка – уравнение вероятности принадлежности к классу подвижной части коллектора; средняя – область применения модели; нижняя – диапазон изменения вероятности
	Подвижная часть коллектора	Застойные зоны	Стьюдента t / p	Пирсона χ^2 / p	
ρ, г/см^3	2,18±0,067 / 0,597±0,086	2,44±0,08 / 0,403±0,174	-7,3585 / 0,0000	49,892 / 0,0000	$P(\rho)$ = 3,411–1,289 ρ 1,99 — 2,60 г/см^3 0,059 — 0,845
$K_П$, %	18,73±2,50 / 0,561±0,129	13,13±4,76 / 0,448±0,121	7,7323 / 0,0000	54,084 / 0,0000	$P(K_П)$ = -0,118+0,0384 $K_П$ 3,7 — 25,7 % 0,148 — 0,890
$K_{ОВ}$, %	13,93±3,88 / 0,541±0,024	29,18±17,83 / 0,462±0,049	-5,8094 / 0,0000	32,377 / 0,0000	$P(K_{ОВ})$ = 0,60-0,004 $K_{ОВ}$ 5,2 — 87,0 % 0,133 — 0,590
$K_Ф$, *ранг*	1,32±0,47 / 0,621±0,094	1,98±0,58 / 0,488±0,142	-5,9907 / 0,0000	33,696 / 0,0000	$P(K_Ф)$ = 0,887–0,2011 $K_Ф$ 1 — 3 *ранг* 0,284 — 0,686
H, м	-1080±26 / 0,510±0,036	-1092±27 / 0,492±0,049	1,5355 / 0,1281	4,0223 / 0,1338	$P(H)$ = 1,978+0,0013 H -1164,8 — -1023,4 м 0,391 — 0,591
M, м	0,80±0,82 / 0,501±0,004	1,08±1,05 / 0,499±0,005	-0,9523 / 0,3435	1,7082 / 0,4257	$P(M)$ = 0,506–0,0056 M 0,10 — 6,0 м 0,472 — 0,505

* Примечание – в числителе – среднее значение показателя и стандартное отклонение, в знаменателе – среднее значение вероятности и стандартное отклонение.

Графическое представление уравнений регрессии по привлеченным показателям приведены на Рисунках 4.3.1 – 4.3.4.

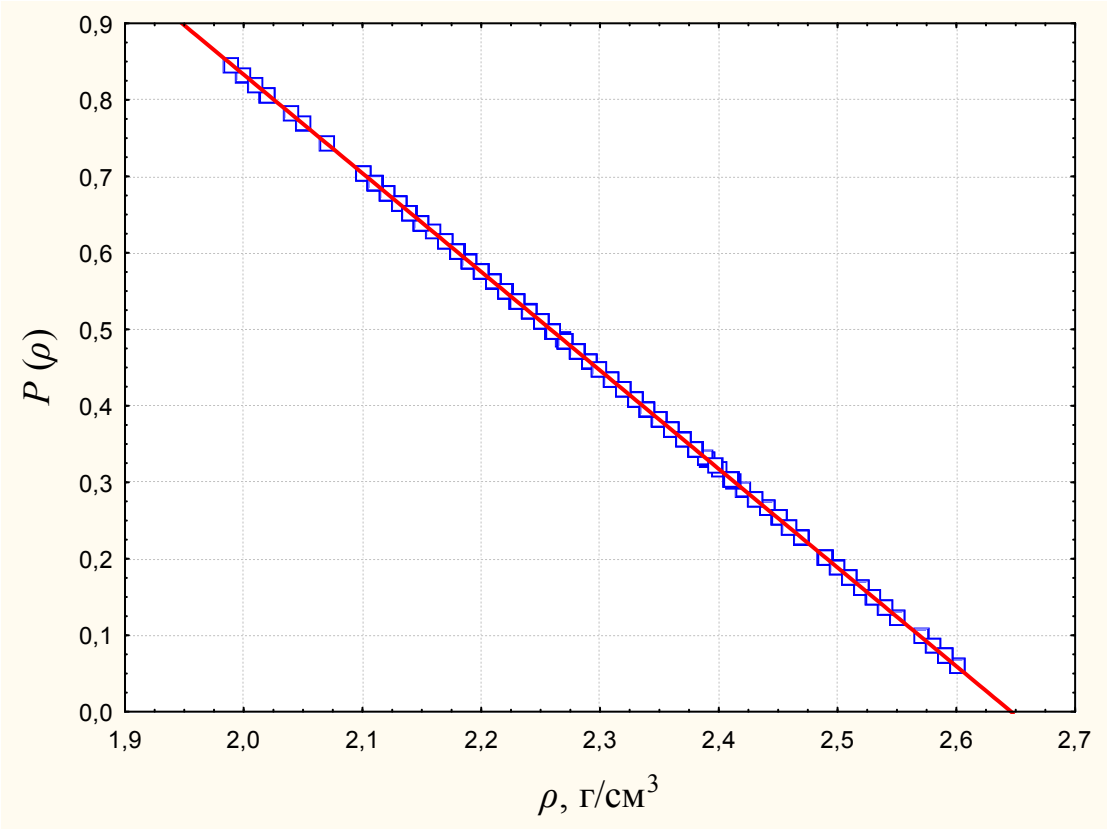


Рис. 4.3.1. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора по плотности

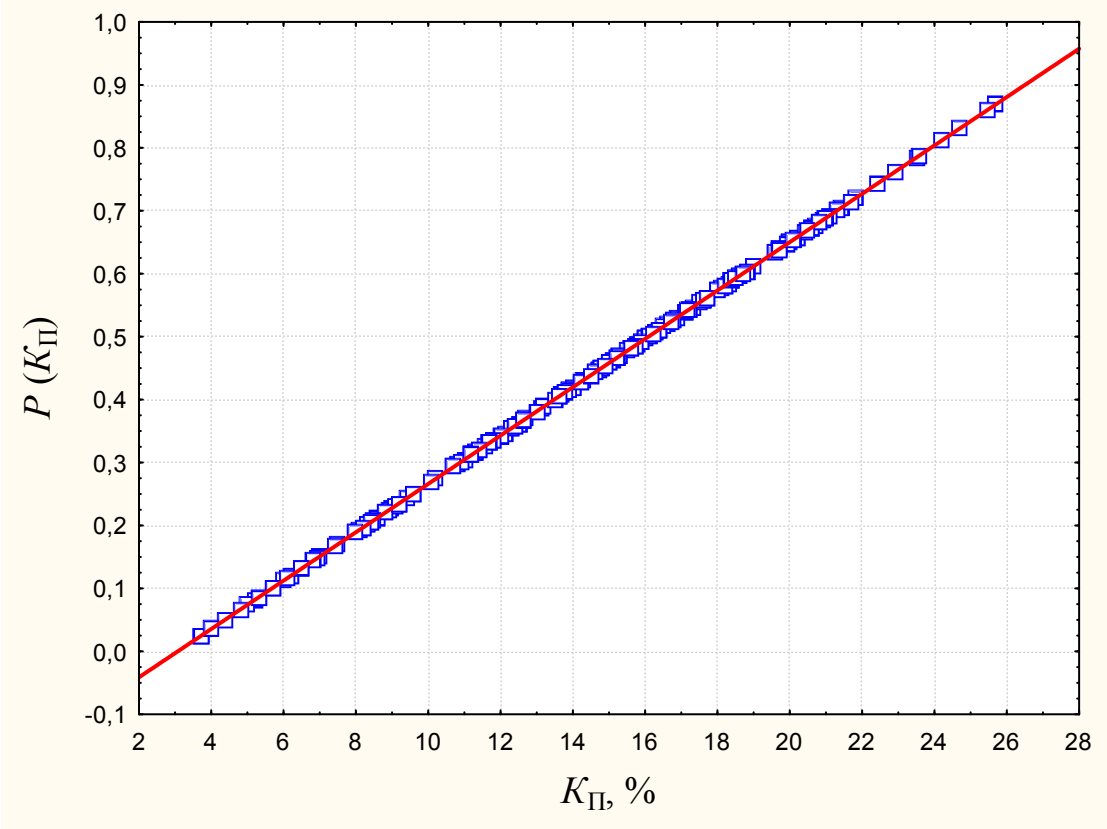


Рис. 4.3.2. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора по пористости

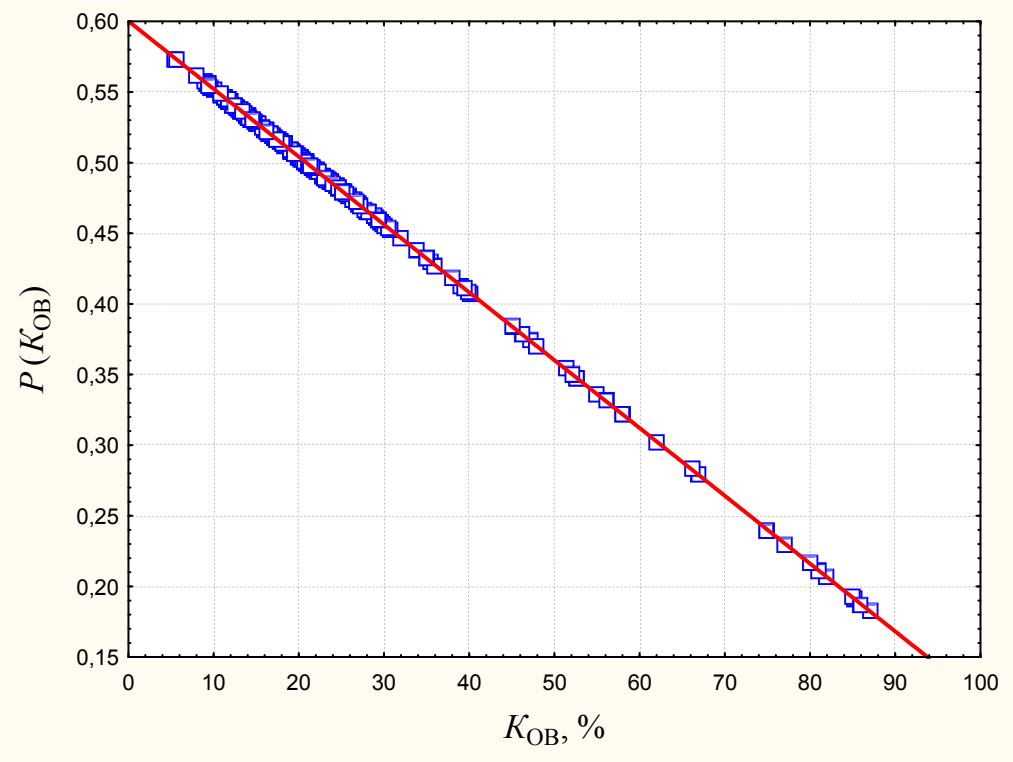


Рис. 4.3.3. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора по остаточной водонасыщенности

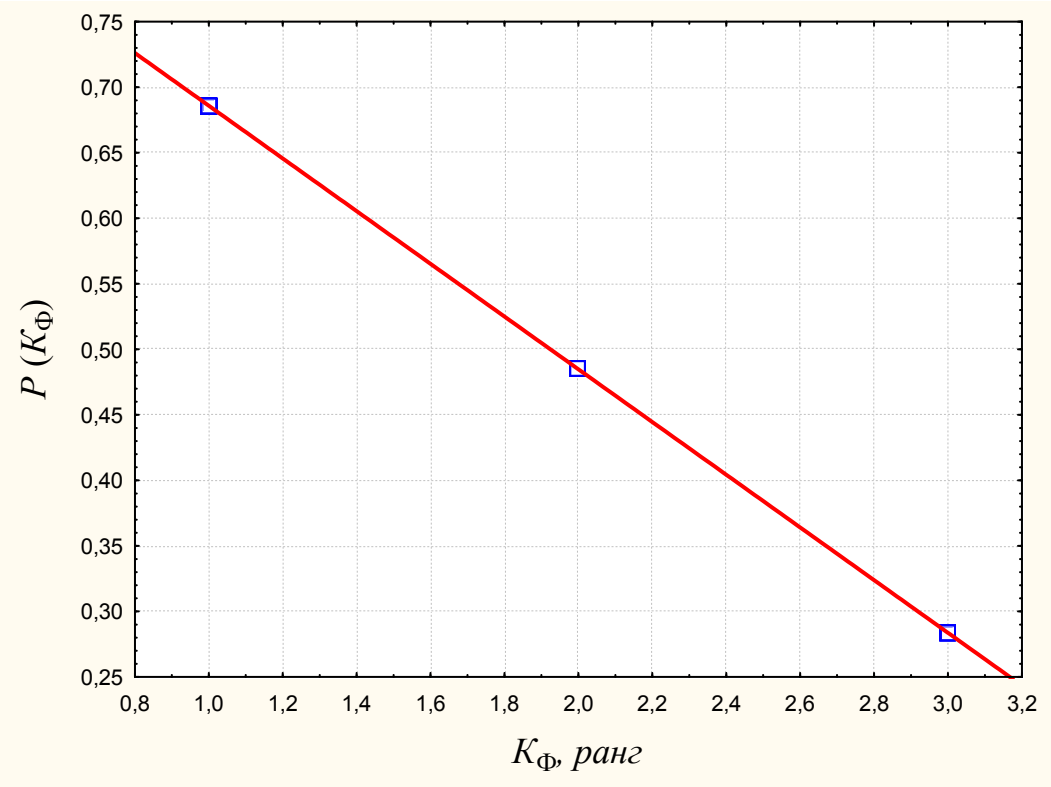


Рис. 4.3.4. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора по фациальной принадлежности

В Таблице 4.3.2 приведены значения коэффициентов корреляции между индивидуальными вероятностями.

Таблица 4.3.2

Корреляционная матрица

	$P(K_{Ф})$	$P(\rho)$	$P(K_{П})$	$P(K_{ОВ})$
$P(K_{Ф})$	1,00	0,56	0,57	0,64
$P(\rho)$		1,00	0,96	0,69
$P(K_{П})$			1,00	0,71
$P(K_{ОВ})$				1,00

Из таблицы видно, что значения r являются более сильными между $P(\rho)$ и вероятностью $P(K_{П})$. Для более полного анализа полученных значений индивидуальных вероятностей вычислим значения r для двух выделенных классов образцов. Результаты корреляционного анализа представлены в Таблице 4. 3.3.

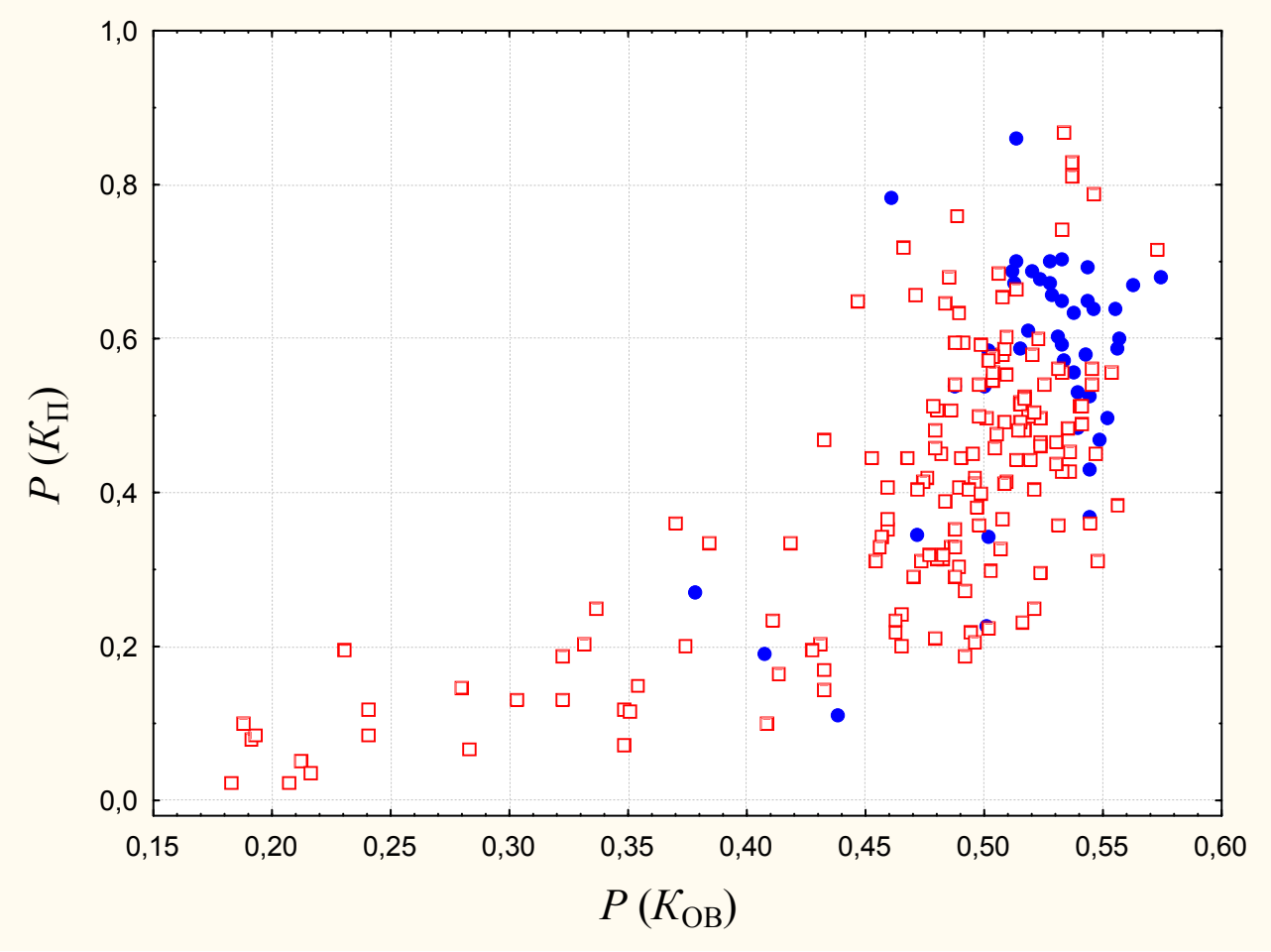
Таблица 4.3.3

Корреляционная матрица

	$P(K_{Ф})$	$P(\rho)$	$P(K_{П})$	$P(K_{ОВ})$
$P(K_{Ф})$	$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,26}{0,55}$	$\frac{0,21}{0,57}$	$\frac{0,25}{0,65}$
$P(\rho)$		$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,99}{0,95}$	$\frac{0,56}{0,69}$
$P(K_{П})$			$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,53}{0,71}$
$P(K_{ОВ})$				$\frac{1,00}{1,00}$

В результате установлено, что совместное использование оценок индивидуальных вероятностей позволяет более уверенно выделять подвижные и застойные зоны. На Рисунке 4.3.5 приведен пример сопоставления индивидуальных вероятностных оценок $P(K_{ОВ})$ и $P(K_{П})$. В пределах поля вероятностей достаточно уверенно выделяются две области подвижных и

застойных зон. В целом оценки, выполненные с помощью критерия χ^2, показывают, что индивидуальные вероятностные критерии могут использоваться для прогноза значений $K_{ПОДВ}$ и наиболее целесообразно их комплексирование.



Подвижные зоны Застойные зоны

Рис. 4.3.5. Сопоставление отнесения пород к подвижной и застойной зонам в поле вероятностей $P(K_П)$ и $P(K_{ОВ})$

Расчеты вероятностей $P(K_Ф)$, $P(\rho)$, $P(K_П)$ и $P(K_{ОВ})$ использованы при построении условных комплексных вероятностей (УКВ) по характеристикам пласта – $P_{УКВ}$ для прогноза $K_{ПОДВ}$ башкирской залежи Кокуйского месторождения. Анализ средних значений $P_{УКВ}$ показал, что при повышении m от 2 до 4 среднее значение $P_{УКВ}$ для подвижной части коллектора закономерно растет от 0,67 до 0,79. Для застойных зон при повышении m средние значения

$P_{УКВ}$ уменьшаются. Правильность распознавания по вероятностям, вычисленным по этим данным, составляет 83-91%.

Для контроля полученных вероятностных оценок применен метод ПЛДА, получена каноническая функция:

$$Z = -0{,}34P(K_{ОВ}) + 2{,}73P(K_{Ф}) + 6{,}91P(K_{П}) - 2{,}87P(\rho) - 2{,}9 \qquad (4.3.6)$$

В данной ЛДФ коэффициенты при $P(K_{ОВ})$, $P(K_{Ф})$, $P(K_{П})$, $P(\rho)$ имеют физический смысл, увеличивая вероятность отнесения пропластка к подвижной части залежи при росте индивидуальных вероятностей. По данной ЛДФ вычислены значения принадлежности к классу подвижных зон – $P_{ЛДА}$. На Рисунке 4.3.6 графически представлена зависимость $P_{ЛДА}$ от Z.

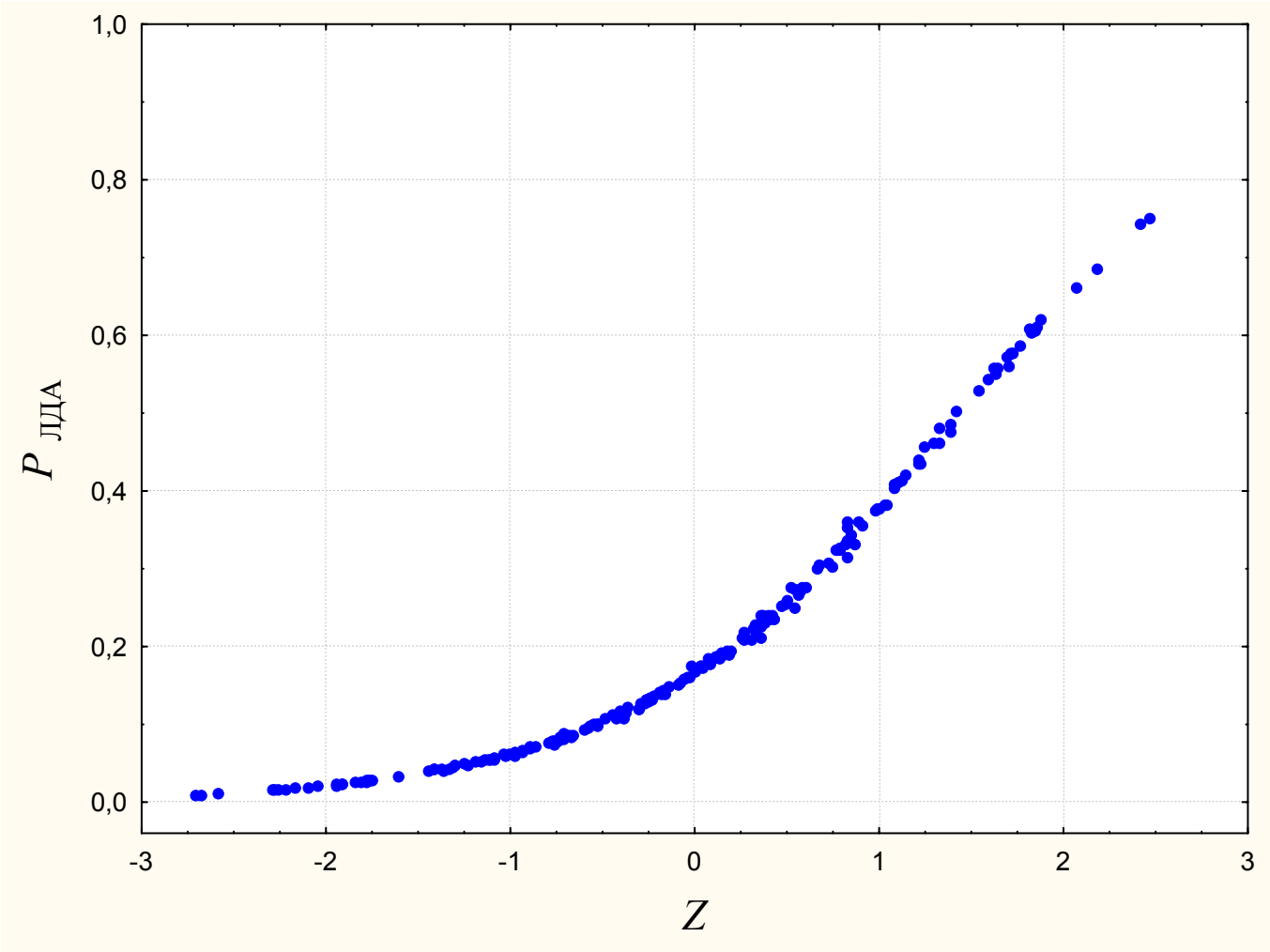


Рис. 4.3.6. Зависимость $P_{ЛДА}$ от Z

Среднее значение $P_{ЛДА}$ для класса подвижной части коллектора составляет 0,22±0,14; для класса застойных зон – 0,78±0,14. Процент верного распознавания для класса подвижной части коллектора – 92,1 %, для класса застойных зон – 80,1 %. Применение методов УКВ и ПЛДА показывает, что значения $K_{ПОДВ}$ в значительной мере контролируются петрофизическими характеристиками пласта.

Разбив данные по вероятности $P_{ЛДА}$ с шагом 0,1, в пределах интервалов вычислялись средние значения $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$. Полученные данные представлены в Таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4

Средние интервальные значения $P_{ЛДА}$, $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$

Параметры	Средние значения в интервале варьирования $P_{ЛДА}$									
	0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
$P_{ЛДА}$	0,05	0,15	0,25	0,35	0,46	0,55	-	-	-	-
$P_{УКВ}$	0,03	0,17	0,25	0,35	0,46	0,55	0,67	0,76	0,85	0,94
$K_{ПОДВ}$	0,0005	0,0080	0,0084	0,0085	0,0066	0,0103	0,0318	0,0332	0,0580	0,0612

Из таблицы видно, что при увеличении значений $P_{ЛДА}$ величины $P_{УКВ}$, и $K_{ПОДВ}$, в основном, повышаются. Средние интервальные значения $P_{УКВ}$ увеличиваются от 0,03 до 0,94, значения $K_{ПОДВ}$ от 0,0005 до 0,0612 мкм^2/мПа*с. Оценку взаимосвязей между $K_{ПОДВ}$ и разработанными критериями $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ производилась с помощью вычисления коэффициентов корреляции. Между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ равно 0,77, между $P_{ЛДА}$ и $K_{ПОДВ}$ – 0,48 и между $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$ – 0,39. Поле корреляции между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ приведено на Рисунке 4.3.7.

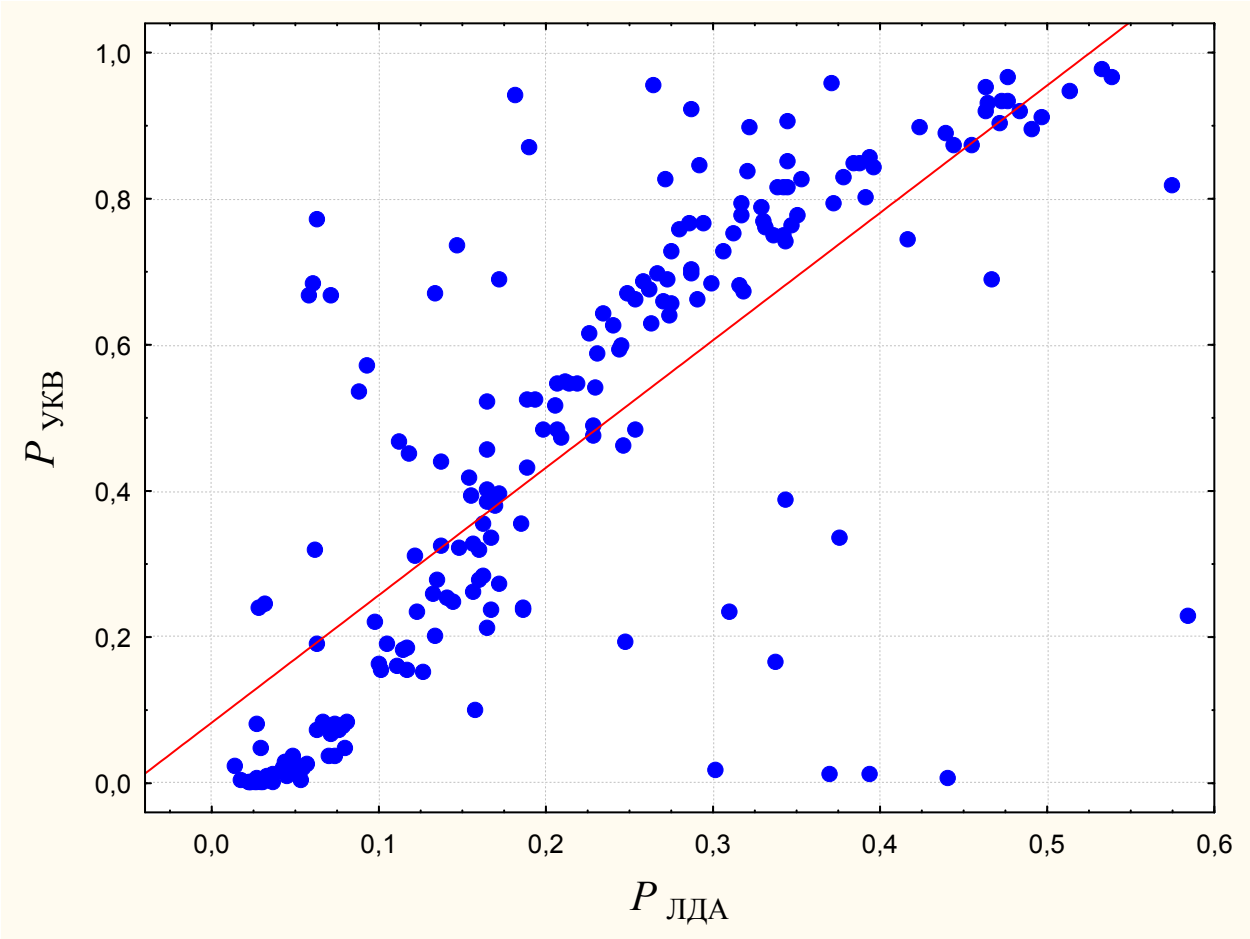


Рис.4.3.7. Поле корреляции между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$

В результате комплексирования методов УКВ и ПЛДА получено следующее уравнение регрессии:

$$K_{ПОДВ}^{М} = 0{,}1361\ P_{ЛДА} + 0{,}0072\ P_{УКВ} - 0{,}0103 \qquad (4.3.7)$$

Результаты комплексирования методов УКВ и ПЛДА в виде диаграммы представлены на Рисунке 4.3.8. Сопоставление расчетных значений $K_{ПОДВ}^{М}$ с фактическими данными показывает их высокую сходимость (r=0,58), при значениях критерия Стьюдента t=0,001.

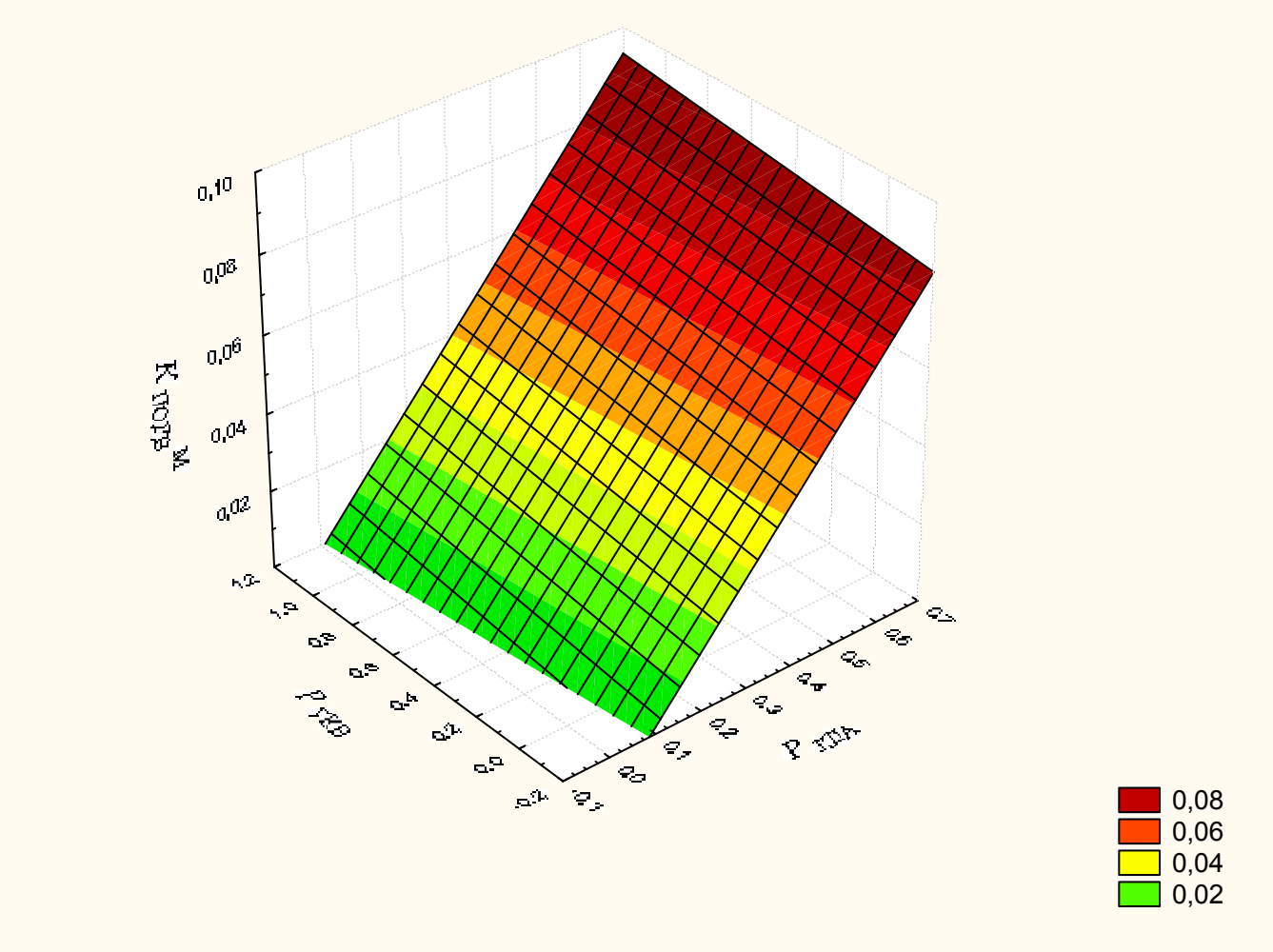
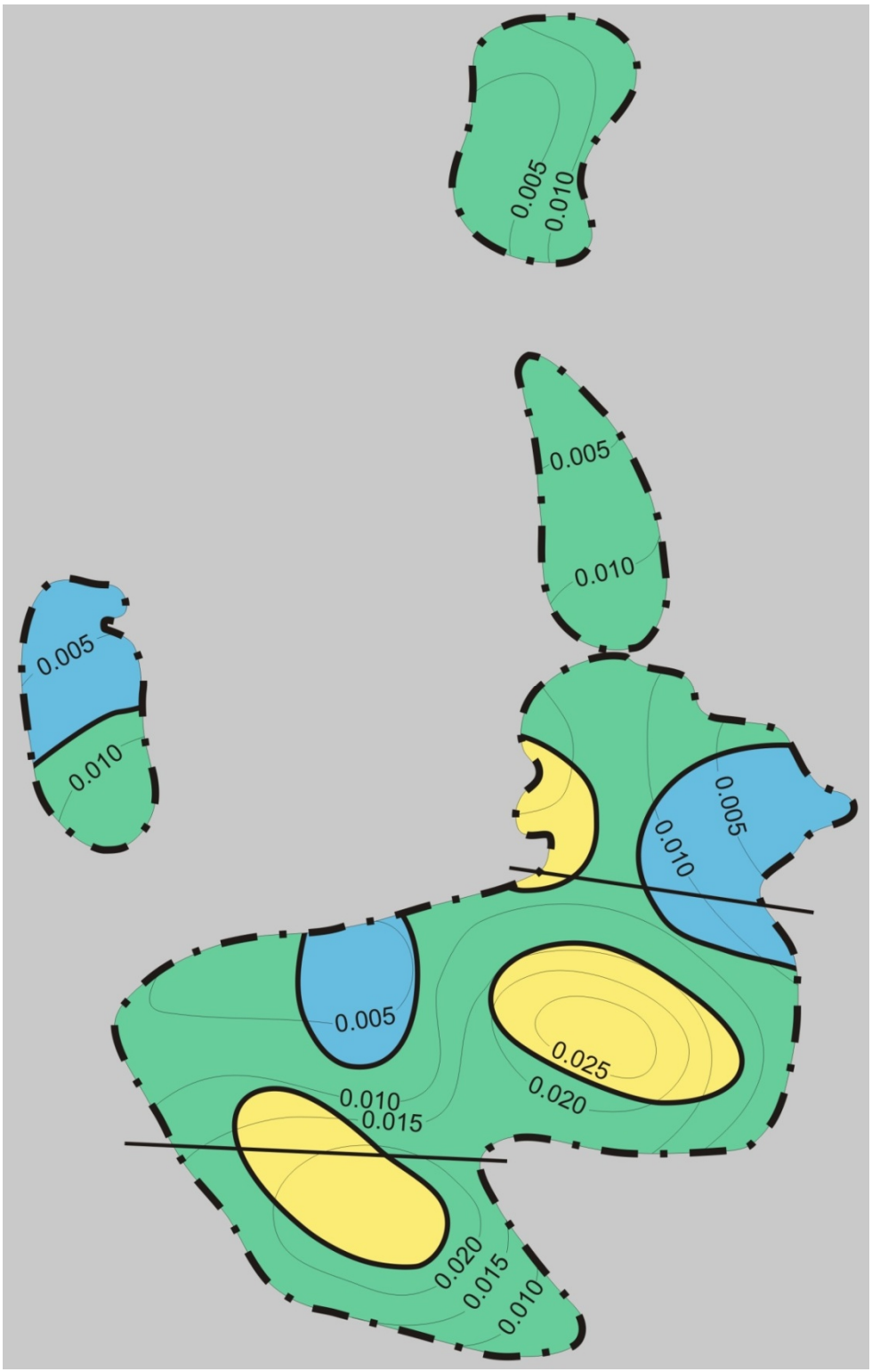


Рис. 4.3.8. Диаграмма расчета оценки $K_{ПОДВ}^{М}$

Разработанная многомерная модель позволяет прогнозировать $K_{ПОДВ}$ в любой части башкирской залежи Кокуйского месторождения. На Рисунке 4.3.9 представлено распределение прогнозных средневзвешенных по толщине пропластка значений $K_{ПОДВ}$ с учетом фациальной принадлежности отложений. Из рисунка видно, что наиболее высокие значения $K_{ПОДВ}$ приурочены к областям развития фаций ОТ, в центральной и юго-западной части месторождения. Фации РМД локализованы в западной и восточной частях и характеризуются низкими значениями $K_{ПОДВ}$. Фации ПО, распространены фактически по всей площади месторождения и характеризуются как низкими, так и высокими значениями прогнозного коэффициента подвижности нефти.



Условные обозначения

внешний контур нефтеносности

изолинии $K_{подв}$ (мкм²/мПа·с)

граница распространения фаций

Фации: - ОТ - ПО - РМД

Рис. 4.3.9. Схема распределения прогнозного $K_{ПОДВ}$ пласта Бш Кокуйского месторождения с учетом фаций

4.4 МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОЭФФИЦИЕНТА ПОДВИЖНОСТИ НЕФТИ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При разработке моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти для башкирской залежи Батырбайского месторождения первоначально устанавливались фактические значения $K_{ПОДВ}$. При этом использовались значения вязкости нефти в пластовых условиях. Диапазон изменения μ для башкирской залежи Батырбайского месторождения составил от 5,80 до 6,47 мПа*с. Использовалась переходная зависимость от коэффициента абсолютной проницаемости к фазовой проницаемости, определенная опытным путем в лабораторных условиях:

$$k_{ФАЗ} = 0{,}433\ (k)^{1{,}08} \qquad (4.4.1)$$

Для изучения влияния фаций на $K_{ПОДВ}$ выборка по медианному значению разделена на два класса. В класс, представленный более подвижной частью коллектора, вошли образцы с $K_{ПОДВ}$ >0,0059 мкм^2/мПа*с; в класс застойных зон – образцы с $K_{ПОДВ}$<0,0059 мкм^2/мПа*с.

Класс подвижной части коллекторов характеризуется следующими средними значениями петрофизических показателей: ρ =2,27г/см^3, $K_П$ =15,9%, $K_{ОВ}$=15,5%. Класс застойных зон имеет следующие средние значения: ρ =2,33 г/см^3, $K_П$=13,7%, $K_{ОВ}$=30,0%.

С целью установления статистических закономерностей проведен регрессионный анализ, уравнения регрессии между изучаемыми показателями и $K_{ПОДВ}$ имеют следующий вид:

$$K_{ПОДВ} = 0{,}077\text{-}0{,}031\ \rho,\ r = -0{,}37,\ p<10^{-5}\ , \qquad (4.4.2)$$

$$K_{ПОДВ} = -0{,}007+0{,}001\ K_П,\ r = 0{,}38,\ p<10^{-5}, \qquad (4.4.3)$$

$$K_{ПОДВ} = 0{,}024\text{-}0{,}001\ K_{ОВ},\ r = -0{,}64,\ p<10^{-5}, \qquad (4.4.4)$$

$$K_{ПОДВ} = -0{,}028\text{-}0{,}009\ K_Ф,\ r = -0{,}63,\ p<10^{-5}. \qquad (4.4.5)$$

Для комплексного учета информативности показателей при оценке $K_{ПОДВ}$ использован вероятностный подход. В Таблице 4.4.1 индивидуальные статистические модели прогноза $K_{ПОДВ}$. Из таблицы видно, что классы подвижных и застойных зон статистически различаются.

Таблица 4.4.1

Индивидуальные статистические модели прогноза $K_{ПОДВ}$

Показатель	Статистические характеристики показателей*		Критерии		Верхняя строка – уравнение вероятности принадлежности к классу подвижной части коллектора; средняя – область применения модели; нижняя – диапазон изменения вероятности
	Подвижная часть коллектора	Застойные зоны	Стьюдента t / p	Пирсона χ^2 / p	
ρ, г/см^3	$\frac{2,27 \pm 0,103}{0,258 \pm 0,097}$	$\frac{2,33 \pm 0,124}{0,742 \pm 0,097}$	-2,1635 0,0331	6,6092 0,0554	$P(\rho)$ = 2,054 - 0,6757 ρ 2,09 — 2,60 г/см^3 0,297 — 0,642
$K_П$, %	$\frac{15,92 \pm 4,00}{0,257 \pm 0,109}$	$\frac{13,67 \pm 4,07}{0,742 \pm 0,109}$	2,3479 0,0210	7,3303 0,0408	$P(K_П)$ = 0,334 + 0,01005 $K_П$ 6,9 — 24,6% 0,403 — 0,581
$K_{ОВ}$, %	$\frac{15,52 \pm 4,06}{0,278 \pm 0,320}$	$\frac{29,99 \pm 7,76}{0,722 \pm 0,320}$	-8,7087 0,0000	32,842 0,0010	$P(K_{ОВ})$ = 0,904 - 0,0167 $K_{ОВ}$ 8,4 — 54,1% 0,001 — 0,764
$K_Ф$, *ранг*	$\frac{1,29 \pm 0,46}{0,270 \pm 0,287}$	$\frac{2,26 \pm 0,63}{0,730 \pm 0,287}$	6,8687 0,0000	25,471 0,0015	$P(K_Ф)$ = 1,262 - 0,3931 $K_Ф$ 1 — 3 *ранг* 0,083 — 0,869
H, м	$\frac{-926 \pm 20}{0,710 \pm 0,093}$	$\frac{-891 \pm 31}{0,290 \pm 0,093}$	-2,6607 0,0092	8,6149 0,0239	$P(H_{ОТ})$= -0,324 - 0,0009 $H_{ОТ}$ -959,8 — -803,6 м 0,399 — 0,540
M, м	$\frac{0,86 \pm 0,77}{0,734 \pm 0,210}$	$\frac{1,60 \pm 1,25}{0,266 \pm 0,210}$	-2,5970 0,0110	8,3597 0,0281	$P(M_{ОТ})$= 0,556 - 0,0508 $M_Ф$ 0,11 — 6,00 м 0,251 — 0,551

* Примечание – в числителе – среднее значение показателя и стандартное отклонение, в знаменателе – среднее значение вероятности и стандартное отклонение.

Графическое представление уравнений регрессии по привлеченным показателям приведены на Рисунках 4.4.1 – 4.4.4.

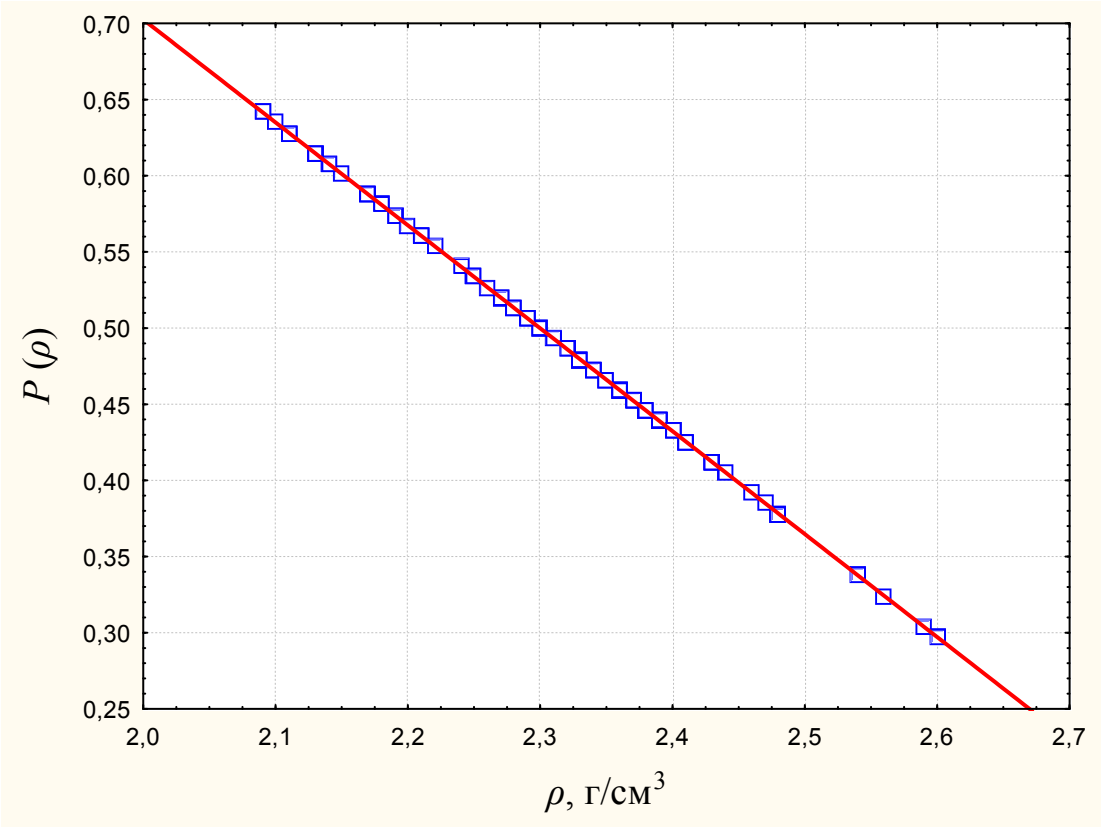


Рис. 4.4.1. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра плотности

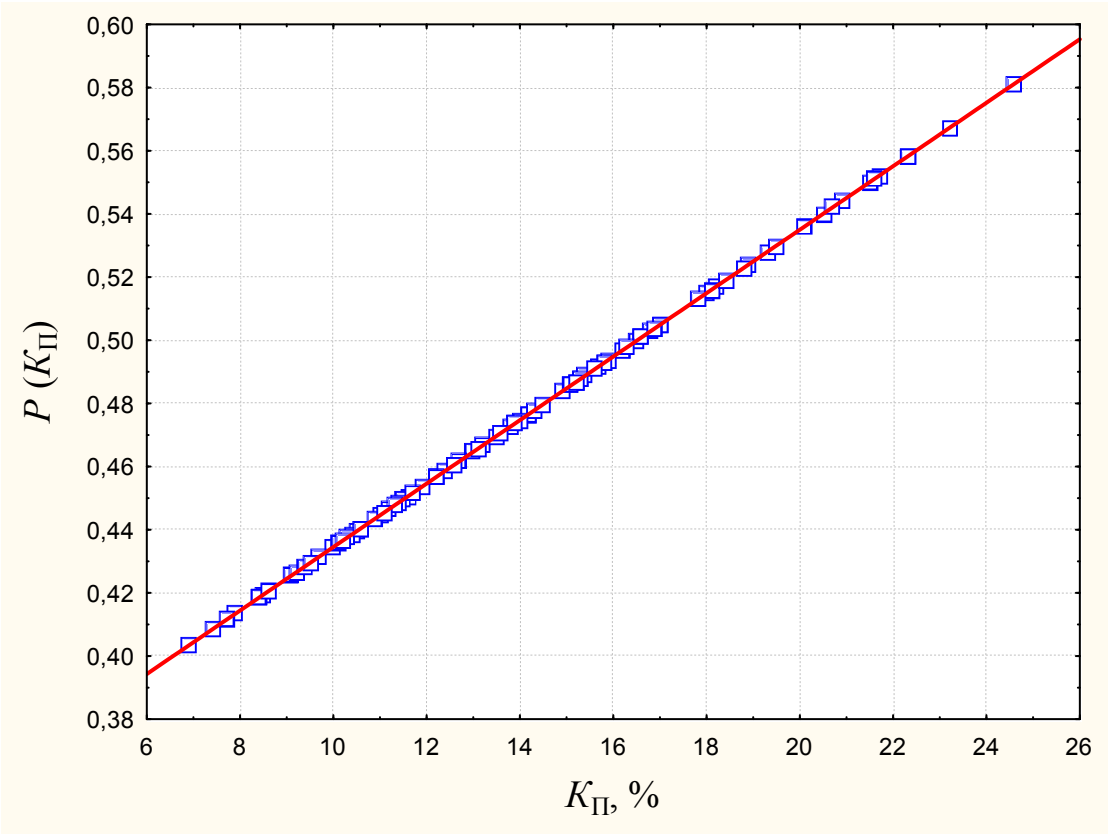


Рис. 4.4.2. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра пористости

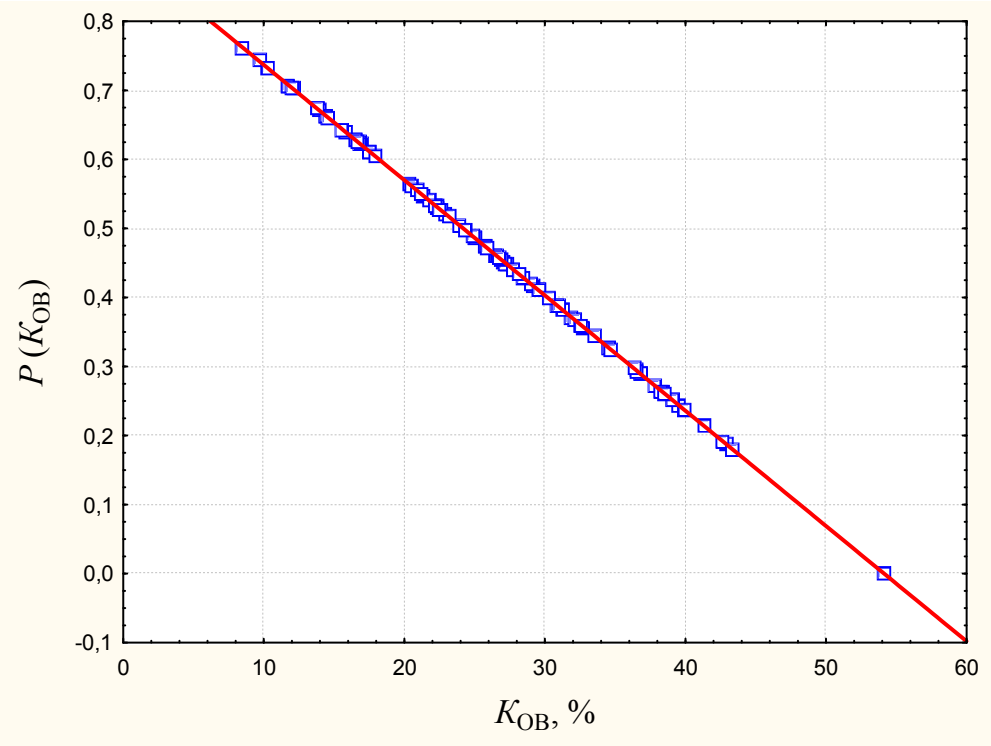


Рис. 4.4.3. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра остаточной водонасыщенности

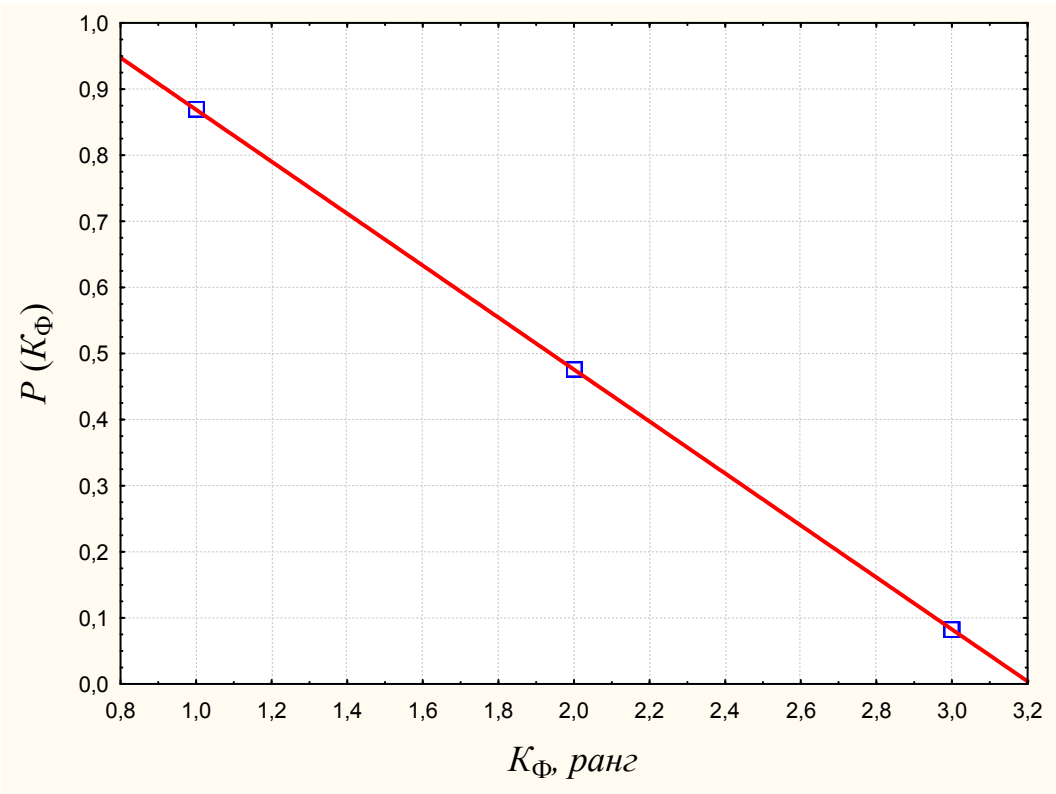


Рис. 4.4.4. Зависимость вероятности принадлежности к подвижной части коллектора для параметра фациальной принадлежности

По уравнениям регрессии были вычислены вероятности, средние значения которых для подвижной части коллектора у всех 4 показателей больше 0,5, а для застойных зон – меньше 0,5. Сравнение по критериям t и χ^2 показало, что все изучаемые вероятности являются информативными. В Таблице 4.4.2 приведены значения коэффициентов корреляции между индивидуальными вероятностями.

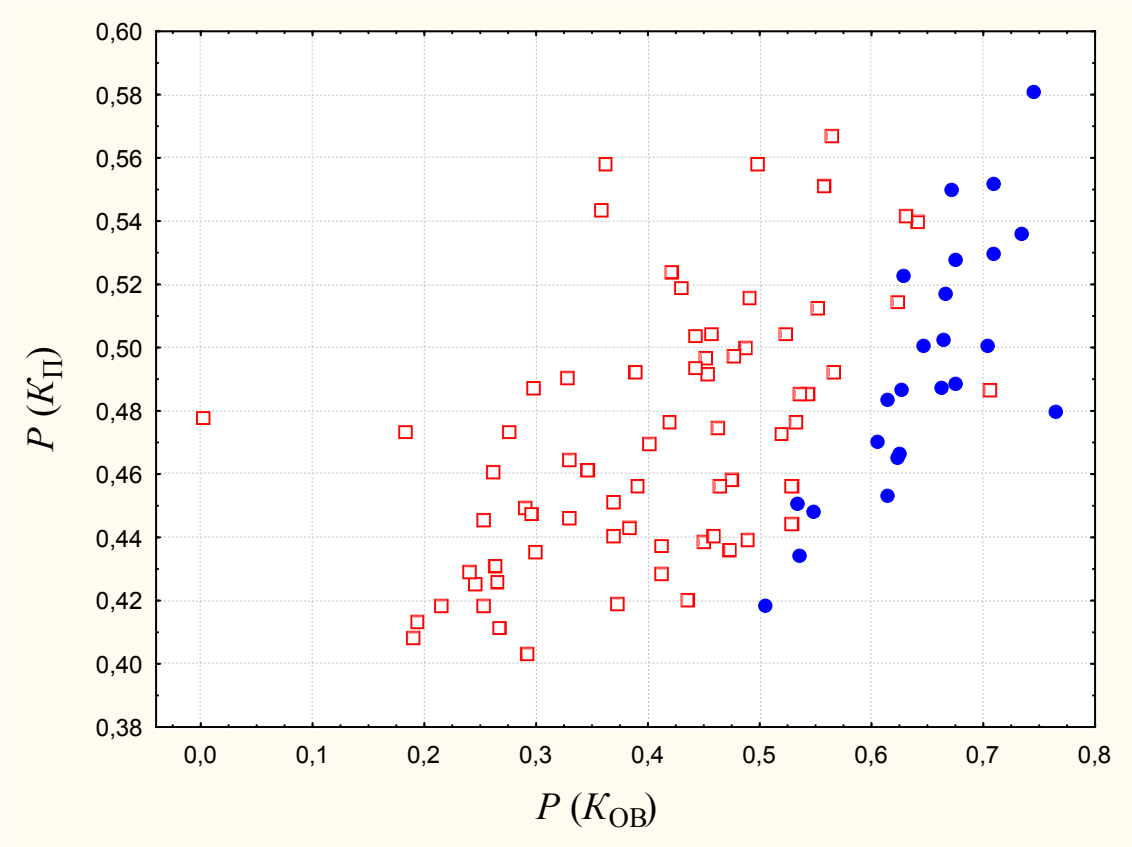
Таблица 4.4.2

Корреляционная матрица

	$P(K_Ф)$	$P(\rho)$	$P(K_П)$	$P(K_{ОВ})$	$P(H)$	$P(M)$
$P(K_Ф)$	1,00	0,34	0,20	0,66	0,21	0,13
$P(\rho)$		1,00	0,87	0,56	-0,07	0,15
$P(K_П)$			1,00	0,56	0,00	0,24
$P(K_{ОВ})$				1,00	0,14	0,21
$P(H)$					1,00	0,05
$P(M)$						1,00

Из таблицы видно, что корреляционные связи являются более сильными между $P(\rho)$ и $P(K_П)$. На Рисунке 4.4.5 приведен пример сопоставления индивидуальных вероятностных оценок $P(K_{ОВ})$ и $P(K_П)$.

В пределах поля вероятностей достаточно уверенно выделяются две области подвижных и застойных зон. В целом оценки, выполненные с помощью критерия χ^2, показывают, что индивидуальные вероятностные критерии могут использоваться для прогноза значений $K_{ПОДВ}$ и наиболее целесообразно их комплексирование.



Подвижные зоны Застойные зоны

Рис. 4.4.5. Сопоставление отнесения пород к подвижной и застойной зонам в поле вероятностей $P(K_П)$ и $P(K_{ОВ})$

Расчеты вероятностей $P(K_Ф)$, $P(\rho)$, $P(K_П)$ и $P(K_{ОВ})$ использованы при построении условных комплексных вероятностей (УКВ) по характеристикам пласта – $P_{УКВ}$ для прогноза $K_{ПОДВ}$ башкирской залежи Батырбайского месторождения. Анализ показал, что при повышении m от 2 до 4 среднее значение $P_{УКВ}$ для подвижной части коллектора закономерно растет от 0,51 до 0,81. Для застойных зон при повышении m средние значения $P_{УКВ}$ уменьшаются с 0,45 до 0,30. Для контроля полученных вероятностных оценок применен метод ПЛДА, получена каноническая функция:

$$Z = 7{,}74P(K_{ОВ}) + 1{,}79P(K_Ф) + 4{,}47P(K_П) - 7{,}01P(\rho) - 3{,}14 \qquad (4.4.6)$$

По данной ЛДФ вычислены значения принадлежности к классу подвижных зон – $P_{ЛДА}$. На Рисунке 4.4.6 графически представлена зависимость $P_{ЛДА}$ от Z.

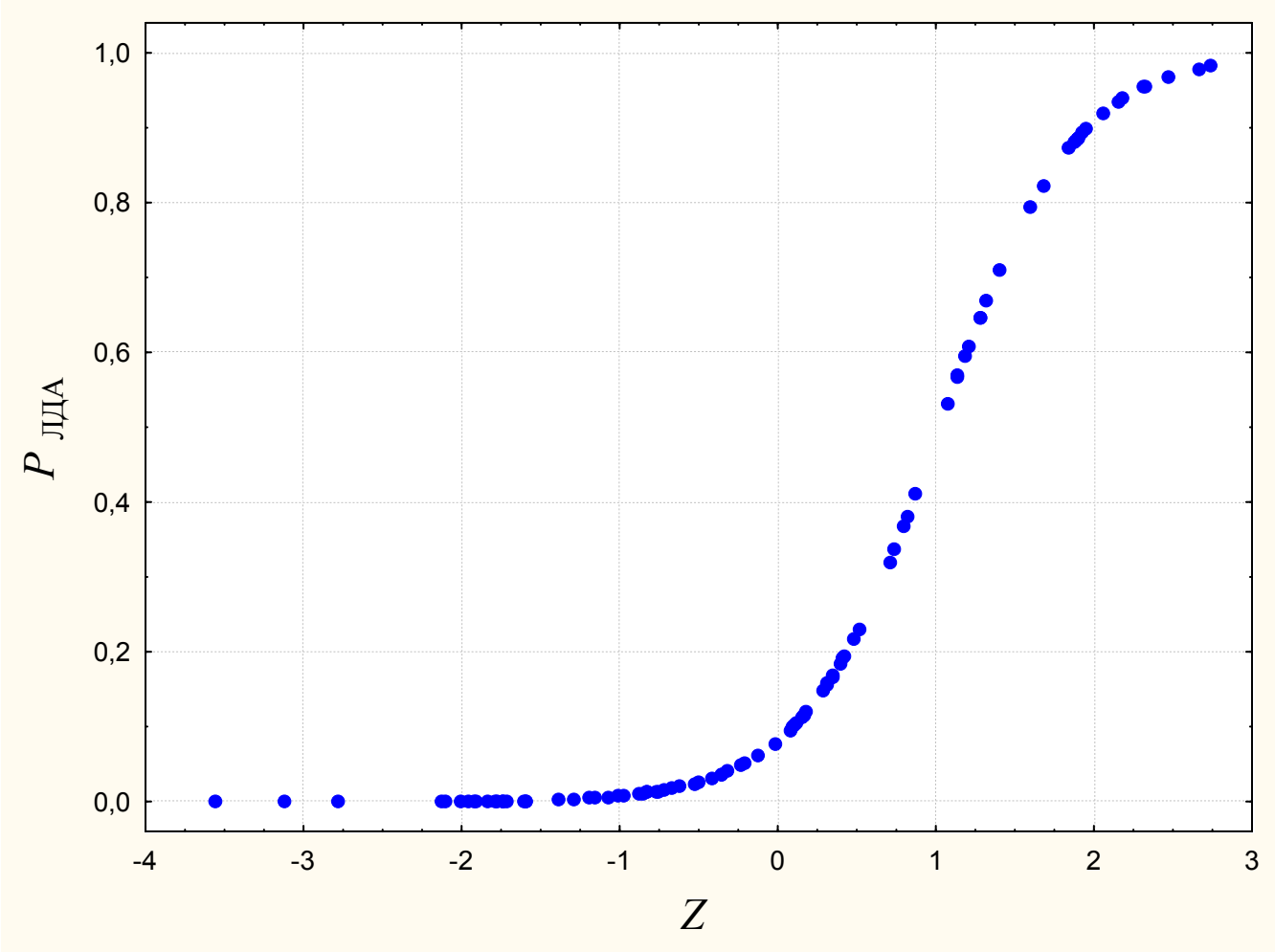


Рис. 4.4.6. Зависимость $P_{ЛДА}$ от Z

Среднее значение $P_{ЛДА}$ для класса подвижной части коллектора составляет 0,79±0,18; для класса застойных зон – 0,10±0,17.

Разбив данные по вероятности $P_{ЛДА}$ с шагом 0,1, в пределах интервалов вычислялись средние значения $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$. Полученные данные представлены в Таблице 4.4.3.

Таблица 4.4.3

Средние интервальные значения $P_{ЛДА}$, $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$

Параметры	Средние значения в интервале варьирования $P_{ЛДА}$									
	0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
$P_{ЛДА}$	0,02	0,14	0,22	0,35	0,41	0,57	0,64	0,75	0,88	0,95
$P_{УКВ}$	0,15	0,49	0,60	0,72	0,74	0,76	0,66	0,88	0,89	0,88
$K_{ПОДВ}$	0,0006	0,0020	0,0030	0,0040	0,0042	0,0081	0,0077	0,0147	0,0226	0,0242

Из таблицы видно, что при увеличении значений $P_{ЛДА}$ величины $P_{УКВ}$, и $K_{ПОДВ}$ повышаются. Средние интервальные значения $P_{УКВ}$ увеличиваются от 0,15 до 0,88, фактические значения $K_{ПОДВ}$ увеличиваются от 0,0006 до 0,0242 мкм^2/мПа*с. Оценку взаимосвязей между $K_{ПОДВ}$ и разработанными критериями $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ производилась с помощью вычисления коэффициентов r. Между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ равно 0,83, между $P_{ЛДА}$ и $K_{ПОДВ}$ – 0,79 и между $P_{УКВ}$ и $K_{ПОДВ}$ – 0,68. Поле корреляции между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$ приведено на Рисунке 4.4.7.

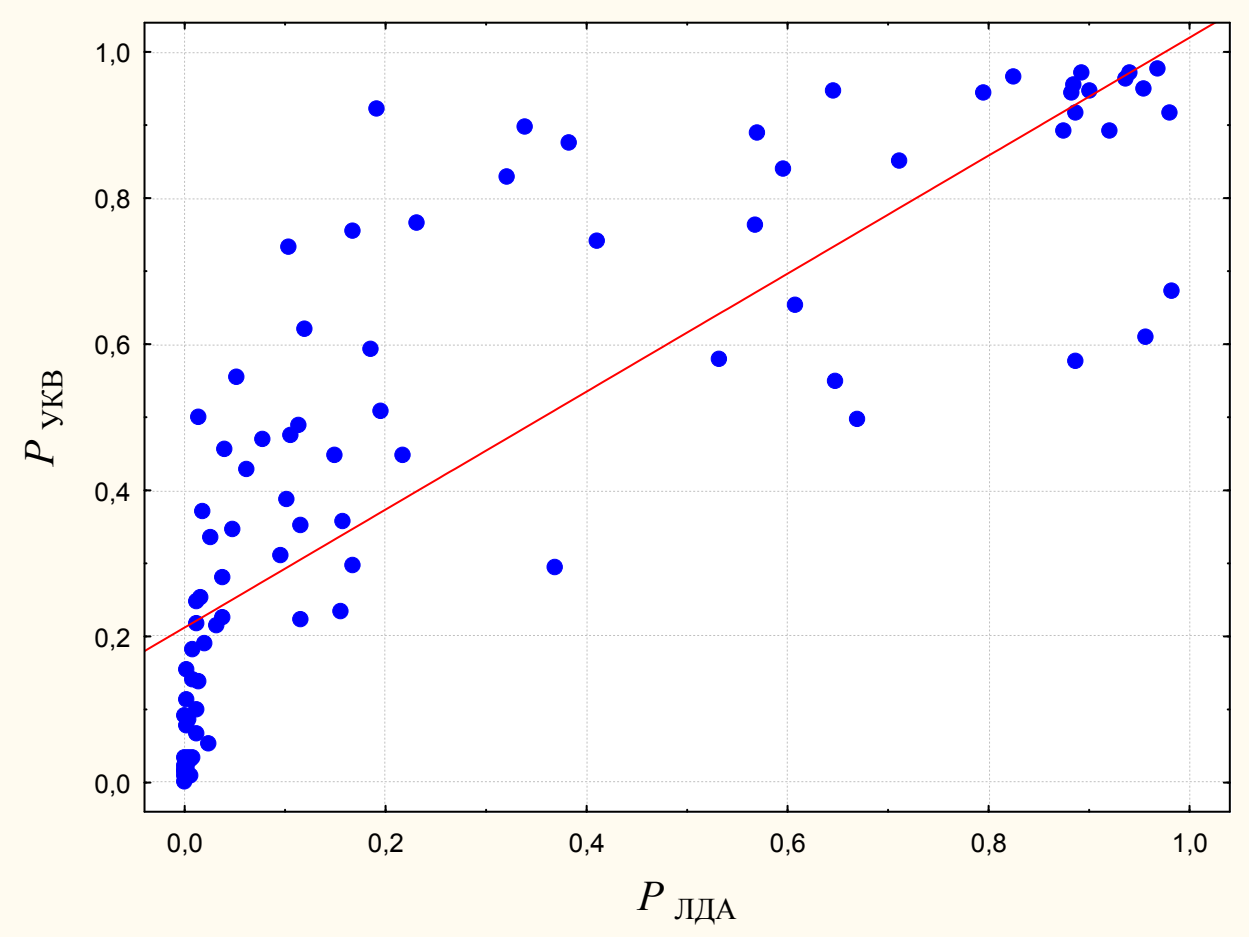


Рис.4.4.7. Поле корреляции между $P_{ЛДА}$ и $P_{УКВ}$

В результате комплексирования методов УКВ и ПЛДА получено следующее уравнение регрессии:

$$K_{ПОДВ}^{М} = 0{,}021002\ P_{ЛДА} + 0{,}002659\ P_{УКВ} - 0{,}001140 \qquad (4.4.7)$$

Результаты комплексирования методов УКВ и ПЛДА в виде диаграммы представлены на Рисунке 4.4.8. Сопоставление расчетных значений $K_{ПОДВ}^{М}$ с фактическими данными показывает их высокую сходимость (r=0,79), при значениях критерия Стьюдента t=0,0003.

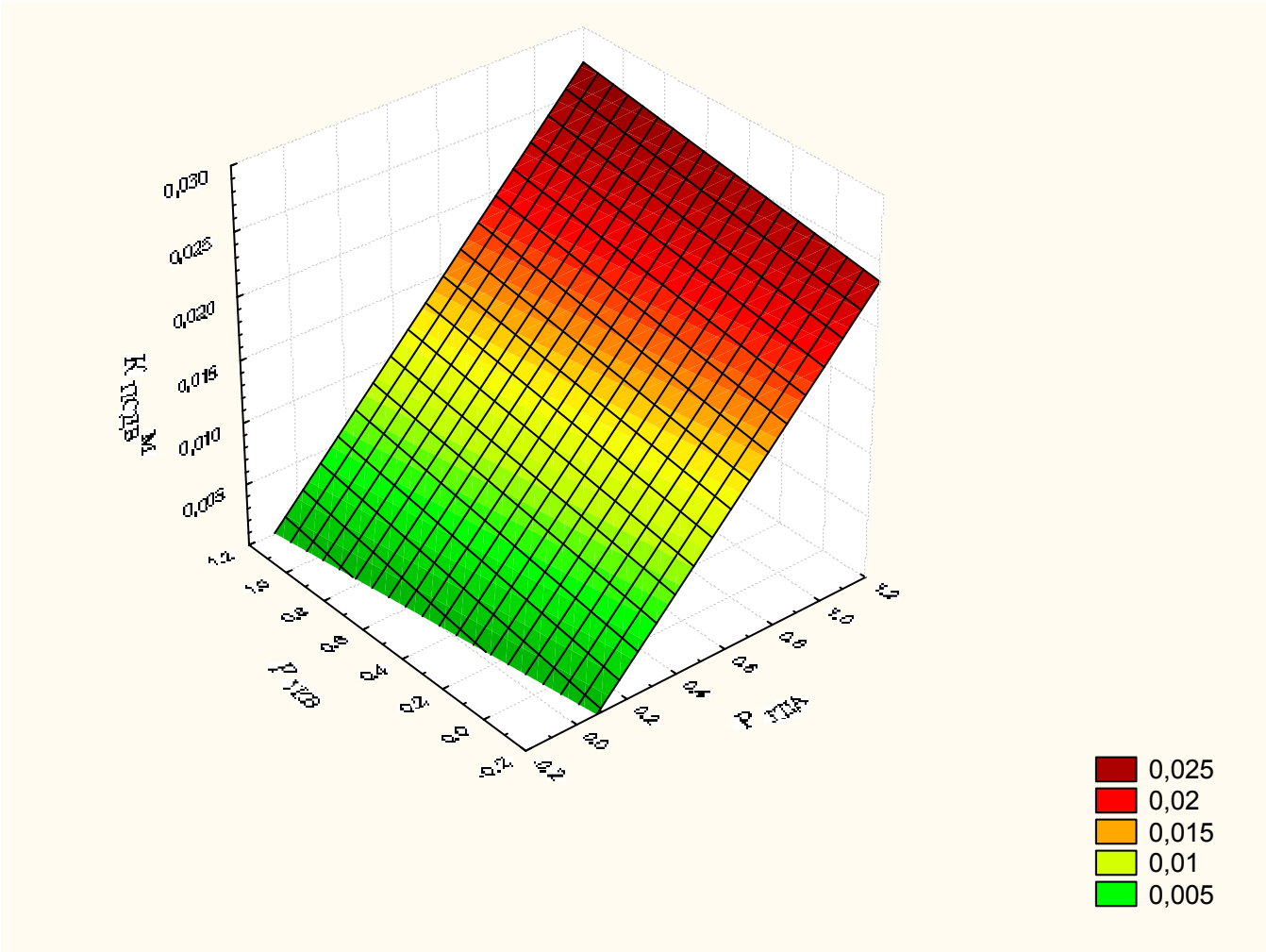
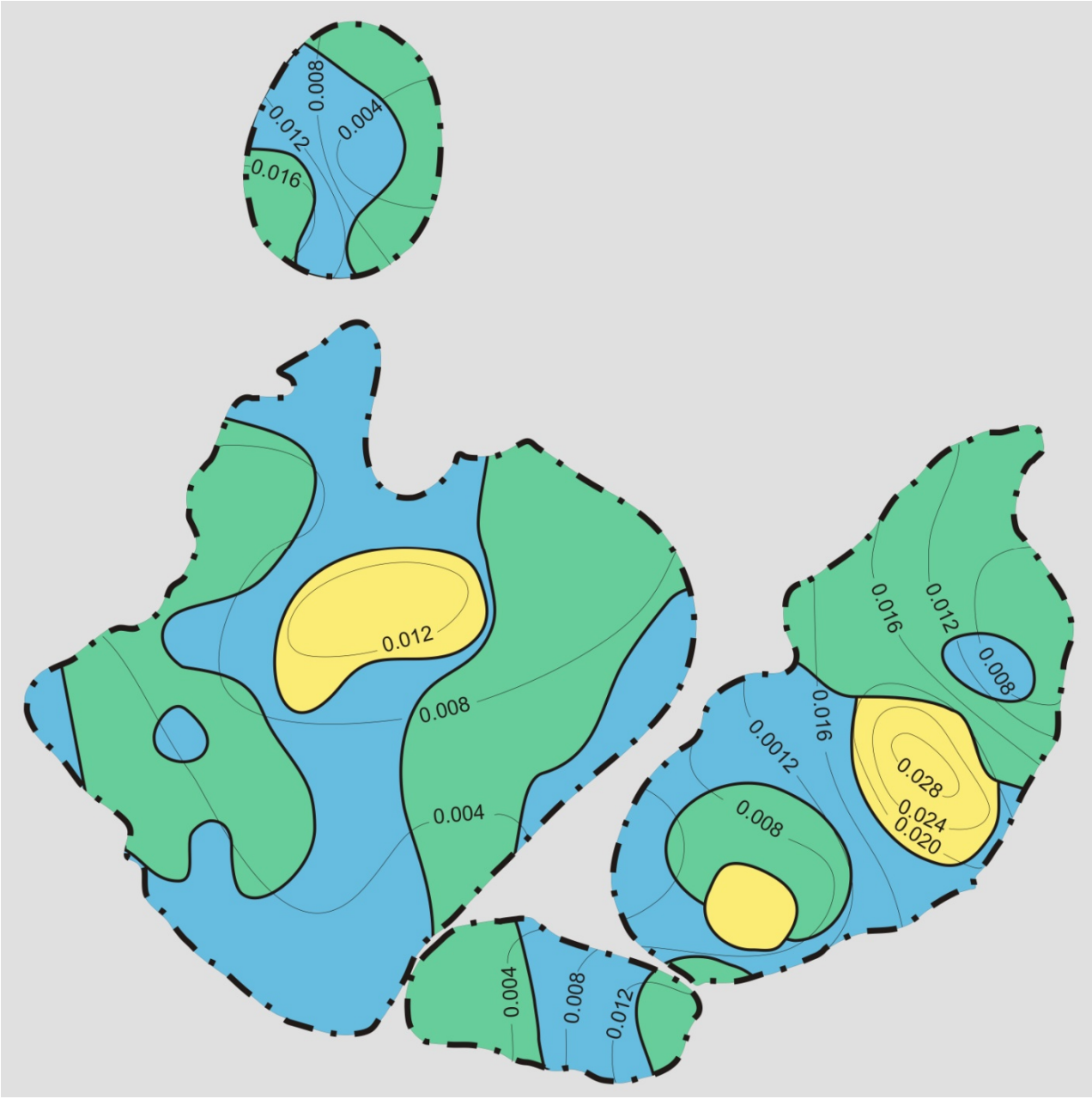


Рис. 4.4.8. Диаграмма расчета оценки $K_{ПОДВ}^{М}$

Разработанная многомерная модель позволяет прогнозировать $K_{ПОДВ}$ в любом участке башкирской залежи Батырбайского месторождения. На Рисунке 4.4.9 представлено распределение прогнозных средневзвешенных по толщине пропластка значений $K_{ПОДВ}$ с учетом фациальной принадлежности отложений. Из рисунка видно, что наиболее высокие значения $K_{ПОДВ}$ приурочены к областям развития фаций ОТ. В то время как фации РМД характеризуются низкими значениями $K_{ПОДВ}$.



Условные обозначения

внешний контур нефтеносности

изолинии $K_{подв}$ (мкм^2/мПа·с)

граница распространения фаций

Фации: - ОТ - ПО - РМД

Рис. 4.4.9. Схема распределения прогнозного $K_{ПОДВ}$ пласта Бш Батырбайского месторождения с учетом фаций

Таким образом, в диссертации для башкирских залежей с учетом фациальной принадлежности отложений проведен анализ петрофизических характеристик и разработаны многомерные статистические модели прогноза коэффициента подвижности нефти. В результате установлено, что наилучшими условиями подвижности характеризуются фации ОТ, низкими – фации РМД. Ухудшение фильтрационно-емкостных показателей и наличие в залежах застойных зон связано с отложением в карбонатных породах глинистого материала, что обусловлено удаленностью от береговой линии и увеличением глубин осадконакопления. Участки залежей с высокими значениями $K_{\text{ПОДВ}}$ приурочены к отложениям формировавшимся в обстановках небольших глубин и высокой гидродинамической активности среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для башкирских залежей построены схемы распределения значений вязкости пластовой нефти, проницаемости, коэффициентов подвижности и вытеснения нефти. Установленная зональность распределения вязкости пластовой нефти по площади контролируется тектоническими элементами. Площадная закономерность заключается в том, что по мере удаления от зон развития Уральской складчатой системы вязкость нефти в пределах тектонических элементов увеличивается. Устойчивых площадных закономерностей распределения проницаемости коллекторов башкирских залежей для территории исследования не выявлено. В пределах контуров залежей подвижность нефти в основном определяется проницаемостью пород-коллекторов, что в значительной степени обусловлено принадлежностью к различным фациям.

2. Установленные в пределах изученных башкирских залежей фации относятся к трем группам: фации отмелей, фации поселений различных организмов, фации ровного морского дна. Исследование фильтрационно-емкостных характеристик коллектора в пределах выделенных фациальных зон показало что, фации отмелей, как правило, характеризуются высокими коллекторскими свойствами, фации ровного морского дна – низкими. Фации поселений различных организмов занимают промежуточное положение, в целом характеризуются средними коллекторскими свойствами. Для территории исследования научно обоснованы статистические модели зависимости фильтрационно-емкостных свойств коллекторов от фациальных условий.

3. С учетом фациальной принадлежности отложений выделены классы коллекторов в зависимости от коэффициента подвижности нефти: пропластков подвижной части коллектора и застойных зон. В результате комплексирования методов пошагового линейного дискриминантного анализа и условных комплексных вероятностей разработаны многомерные статистические модели прогноза коэффициента подвижности нефти. Метод реализован для месторождений, находящихся в различных тектонических условиях Пермского

края: в Предуральском краевом прогибе (Сибирское месторождение), в пределах платформы для осевой зоны ККСП (Кокуйское месторождение) и бортовой части ККСП (Батырбайское месторождение). Сопоставление расчетных значений $K_{\text{ПОДВ}}^{\text{М}}$ с фактическими данными определенными по керну указывает на их высокую сходимость. Применение статистических методов показало, что значения коэффициента подвижности нефти карбонатных отложений сформировавшихся в различных фациальных обстановках хорошо контролируется петрофизическими характеристиками. Полученные многомерные модели позволяют на основе фациального анализа кернового материала с привлечением данных петрофизических исследований прогнозировать значения коэффициента подвижности нефти в пределах различных участков залежи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрикосов И.Х. К вопросу формирования нефтяных залежей в каменноугольных отложениях Пермской области / Тр. ВНИГНИ. Вып.7. Пермь, 1966.
2. Абрикосов И.Х. Нефтегазоносность Пермской области. М.: Госттоптехиздат, 1963. 208 с.
3. Аксенов А.А. Состояние и основные направления совершенствования прогноза нефтегазоносности локальных объектов / Методы прогноза нефтегазоносности локальных объектов: сборник научн. тр. М., 1988. С.5-12.
4. Аксенов А.А., Размышляев А.А., Ткачук В.Г. Условия формирования месторождений гигантов / Геология нефти и газа, 1979. №6. С. 50-55.
5. Аминов Л.З., Амосов Г.А., Белонин М.Д. и др. Анализ схем формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности структур. Л.: Недра, 1977. 182 с.
6. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Евсеев Г.П., Кругликов Н.М., Сверчков Г.П., и др. Под ред. Лазарева В.С. и Наливкина В.Д. Л., Недра, 1971. 335 с.
7. Аронов В.И. Математические методы обработки геологических данных на ЭВМ. М., Недра. 1977. С.168.
8. Афифи А.А., Эйзен С.П. Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ. М.: Мир, 1982. С. 322-328.
9. Ахметшин В.А. Применение некоторых положений теории вероятностей для выбора рациональных размеров сети наблюдений геофизических съемок. Геофизические исследования земной коры и мантии Украины. Киев, 1975. С.92-94.
10. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья / Тр. Гипровостокнефть, 1965. Вып.8. С.4-26.

11. Аширов К.Б. О формировании нефтегазовых залежей в Урало-Поволжье / Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М. С.588-590.
12. Аширов К.Б. Условия и масштабы миграции нефти и газа, существующие при формировании месторождений Среднего Поволжья // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М., 1972. С. 588-590.
13. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., 1973. 344 с.
14. Барс Е.А. Органическая гидрогеохимия нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1981. 300 с.
15. Белакон А.В. Оценка инвестиционного риска в нефтедобывающей отрасли на основе подтверждаемости извлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство, 2002. №11. С.23-27.
16. Белоконь Т.В., Гецен Н.Г. и др. Перспективы нефтегазоносности севера Урала-Поволжья по данным геохимии доманикитов // Геология нефти и газа, 1990. №3. С.87-90.
17. Белоконь Т.В., Кутуков А.В. Условия нефтегазообразования в верхнедевонско-среднекаменноугольных карбонатных комплексах Волго-Вятского района / Геология нефти и газа, 1984. №2. С.52-56.
18. Белонин М.Д. Методические аспекты прогноза нефтегазоносности земель // Геология нефти и газа, 1977. № 12. С.32-37.
19. Белонин М.Д., Буялов Н.И. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности. М.: Недра, 1979. 332 с.
20. Берлин А.В., Струкова Н.А., Дацик М.И. Особенности разработки мелких нефтяных месторождений // Сб. науч. тр. «Проблемы и перспективы геологического изучения и освоения мелких нефтяных месторождений». Ижевск, 2002. С.38-39.
21. Боровко Н.Н. Статистический анализ пространственных геологических закономерностей. Л.: Недра, 1971. 173 с.
22. Борукаев Ч.Б., Воронин Ю.А. Математика и геологические задачи // Вестник АН СССР, 1975. №11, С.122-125.

23. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика её изучения // Свердловск: Изд-во Урал. Ун-та, 1991. – 336 с.
24. Бухарцев В.П. К использованию статистических признаков раздробленности фундамента при прогнозе нефтегазоносности // Нефтегазовая геология и геофизика, 1966. № 2. С.30-34.
25. Быков Р.И., Холин А.И. Оценка возможностей нефтегазоносности разведочных площадей с помощью программ распознавания / Нефтегазовая геология и геофизика, 1965. № 12. С.44-49.
26. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980.– 178 с.
27. Викторин В. Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. М.: Недра, 1988. – 150 с.
28. Винниковский С.А. Закономерности формирования и перспективы открытия зон нефтегазонакопления // Критерии поисков зон нефтегазонакопления. М.: Наука, 1979. С.168-171.
29. Винниковский С.А., Шаронов С.А. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т.2. Пермская область и Удмуртская АССР. М.: Недра, 1977. 270 с.
30. Воеводкин В.Л., Галкин В.И., Козлова И.А., Кривощеков С.Н., Козлов А.С. О масштабах миграции углеводородов в пределах Соликамской депрессии Предуральского прогиба и возможностях ее использования для прогноза нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. №12. С.6-11.
31. Волков А.М. Решение практических задач геологии на ЭВМ. - М.: Недра, 1980. – 224 с.
32. Воронин Н.И. Влияние региональных наклонов на формирование ловушек нефти и газа // Геология нефти и газа, 1984. №8. С.50-53.
33. Воронин Ю.А., Еганов Е.А. Методологические вопросы применения математических методов в геологии. Новосибирск: Наука, 1984. 75 с.

34. Воронин Ю.А., Гольдин Н.А. О математико-логическом анализе геологических классификаций в геологии нефти и газа // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1984. С.94-109.
35. Воронин Ю.А., Марасулов А.К., Зверинский К.И. О сопоставлении алгоритмов распознавания // Теоретическое и алгоритмическое обеспечение задачи вычислительной геологоразведки. Новосибирск, 1987. С.148-159.
36. Воронин Ю.А. Распознавание образов в вычислительной геологоразведке // Методы автоматизированной оценки пористости и водонасыщенности в терригенных коллекторах. Тюмень, 1987. С.12-22.
37. Воронин Ю.А. Теория классифицирования и ее приложение. Новосибирск: Наука, 1985. 270 с.
38. Воронин Ю.А., Еганов Э. А. Фации и формации. Парагенезис (уточнение и развитие основных понятий в геологии). Новосибирск: Наука, 1972. – 120 с.
39. Временные методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом для разновозрастных отложений структурно-тектонических элементов Пермского Прикамья / сост. Г.П. Хижняк, В.П. Митрофанов / ПермНИПИнефть. - Пермь, 1996. - 15с.
40. Галкин В. И., Галкин С.В. Прогнозирование дебитов нефти в добывающих скважинах Пашнинского месторождения // Сб. тезисов к науч. конф. "Моделирование геологических систем и процессов". Пермь: ПГУ, 1996. С.200-203.
41. Галкин В.И., Галкин С.В., Левинзон И.Л., Пономарев В.А. Прогнозирование нефтегазоносности локальных структур вероятностно-статистическими методами // Изв. вузов. Нефть и газ, 1997. №1. С.35-40.
42. Галкин В.И., Галкин С.В., Растегаев А.В., Шурубор О.А. Об эффективности локального прогноза нефтегазоносности на территории Прикамья // Наука производству, 2002. №4. С.24-25.
43. Галкин В.И., Галкин С.В. О влиянии размеров и возраста структур на их нефтегазоносность // Сб. тезисов науч. конф. "Моделирование геологических систем и процессов". Пермь: ПГУ, 1996. С.161-163.

44. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. Екатеринбург, 1992. 108 с.

45. Галкин В.И., Галкин С.В. Пермяков В.Г., Акимов И.А. Исследование эффективности заводнения при разработке ряда нефтяных месторождений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №8. С.48-50.

46. Галкин В.И., Ефимов А.А., Кочнева О.Е., Савицкий Я.В. Исследование зависимости коэффициента подвижности нефти от петрофизических характеристик на примере пласта Бш Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – М., 2013. – №4. – С.13-15.

47. Галкин В.И., Козлова И.А., Галкин С.В. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья // Нефть и газ. Вестник ПГТУ. Пермь, 1999. Вып.2. С.36-42.

48. Галкин В.И., Лядова Н.А., Галкин С.В. Методы прогноза нефтегазоносности различных геоструктурных зон Пермского Прикамья // Тезисы докл. XXVIII науч.-техн. конф. Пермь: ПГТУ, 1995. С.46.

49. Галкин В.И., Лядова Н.А., Галкин С.В. Прогноз нефтегазоносности нижне- и среднекаменоугольных отложений на локальных структурах северо-восточной части Волго-Урала / Пермь, 1996. 95 с.

50. Галкин В.И., Пермяков В.Г. О влиянии ряда геолого-физических характеристик нефтяных объектов разработки на эффективность заводнения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений .2009. №5. С.41-44.

51. Галкин В.И., Растегаев А.В, Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. Екатеринбург: УрО РАН, 201. - 300 с.

52. Галкин В.И., Хижняк Г.П.О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой //Нефтяное хозяйство.-2012г.№3-С.70-72.

53. Галкин С.В., Хижняк Г.П., Ефимов А.А. Влияние геолого-технологических показателей на коэффициенты извлечения нефти (на примере залежей

Пермского края) // Научные исследования и инновации /Перм. гос. техн. ун-т – Пермь, 2008. – Т. 2, №4. – С.78-83.

54. Горский И.И. Стратиграфия среднекаменноуголных отложений Кизеловского района. - М.: ЦНИГРИ,1940.
55. Девингталь В.В., Лядова Р.А. Нижне- и среднекаменноугольные отложения бассейна р. Низьва // Опорные разрезы карбона Урала: Сб. по вопр. стратигр. Свердловск: УНЦ АН СССР, 1979. - С. 31-40.
56. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. - М.: Недра, 1983. – 189 с.
57. Денк С.О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье // Геология нефти и газа. – 1992. –№11. С. 43-47.
58. Дурникин В.И. Литология и фации башкирско-верейских отложений Вишерско-Чусовского Урала // Минеральные ресурсы Западного Урала и их народнохозяйственное значение: Тез.докл. ПГУ. - Пермь,1983. - С. 84-85.
59. Ефимов А.А. Разработка прогнозных моделей оценки коэффициента подвижности нефти с учетом фациальных обстановок на примере пласта Бш Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – М., 2012. – №10. – С.88-89.
60. Ефимов А.А., Галкин С.В., Мелкишев О.А. Оценка опыта применения технологий увелечения коэффициента нефти на месторождениях территории ВКМКС // Нефтепромысловое дело. – М., 2010. – №7. – С.48-50.
61. Ефимов А.А., Кочнева О.Е. Использование фациальных особенностей карбонатных отложений Сибирского месторождения для исследований связей между коэффициентами пористости и проницаемости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2010. – №12. – С.15-18.
62. Ефимов А.А., Кочнева О.Е. Коллекторские свойства и структурно-фациальные особенности башкирских отложений Сибирского месторождения // Научные исследования и инновации /Перм. гос. техн. ун-т – Пермь, 2011. – Т. 5, №1. – С.72-75.

63. Ефимов А.А., Кочнева О.Е. Оценка влияния фациальной приуроченности на приемистость карбонатных отложений башкирского яруса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – М., 2011. – №10. – С.15-19.
64. Иванова Р.М. Башкирский ярус восточного склона Южного Урала: Сб.по вопр.стратигр. Свердловск: УНЦ АН СССР, 1973. - С. 87-102.
65. Иванова Р.М. Башкирский ярус Урала //Биостратиграфия среднего - верхнего палеозоя Русской платформы и складчатых областей Тянь-Шаня.мМ.: ВНИГНИ, 1995. -С. 20-29.
66. Карогодин Ю.Н. Региональная стратиграфия (системный аспект). – М.: Недра, 1985. – 179 с.
67. Королюк И.К., Михайлова М.В. и др. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность. М.: Наука, 1975. – 275 с.
68. Косков В. Н., Кочнева О.Е. Литолого-фациальное расчленение башкирских отложений по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Вестник Пермского университета. Геология. –2012. –№4(17). – С.30-38.
69. Кочнева О.Е. Биолитмостратиграфия среднекаменноугольных отложений Кизеловского и Вишерского районов на Западном Урале. Диссертация канд. геол.-мин. наук. Пермь: 1999. – 183 с.
70. Кочнева О.Е., Ефимов А.А. Влияние геологической неоднородности карбонатных коллекторов башкирских отложений на нефтеотдачу (на примере Пермского края) // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволожья: сборник материалов всерос. науч.-практ. конф., г.Пермь, 7–9 сент. 2010 г. /Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2010. – С.213-217.
71. Крашенинников Г. Ф. Учение о фациях. М.: Высшая школа, 1971.- 367 с.
72. Крашенинников Г. Ф. Фации, генетические типы и формации // Изв. АН СССР. Сер. геол. №8, 1962. – С. 3-13.
73. Кротов П.И. Геологические исследования на западном склоне Соликамского и Чердынского Урала. СПб.: Сб.научн.трудов Геол.Комитет. Т.6 №1, 1888.
74. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. М.: недра, 1992. – 240 с.

75. Кузнецов Ю.И., Мокшаков В.Е., Конев П.Н. Новые данные по стратиграфии девонских и каменноуголных отложений Пермского Приуралья // Стратиграфия и нефтеносность карбона Западного Урала и Приуралья: Сб.научн.трудов. Пермь: 1973, - С.13-21.
76. Лонгвиненко Н.В. Петрография осадочных пород. М.: Высшая школа, 1974. – 400 с.
77. Максимович Г. А., Быков В. Н. Классификация карбонатных коллекторов //Тр. / Перм. фил. Гипровостокнефть. - 1969. - Вып. 4. – С. 103 - 121.
78. Мерсон Е.Л. Математические методы моделирования в геологии: курс лекций / Е.Л. Мерсон. - Пермь: Изд-во Перм.гос. техн. ун-та, 2008. - 209 с.
79. Методические рекомендации по изучению структуры порового пространства пород-коллекторов при фильтрации взаиморастворимых жидкостей / сост. Б.И. Тульбович, Г.П. Хижняк / ПермНИПИнефть. - Пермь, 1988. - 22с.
80. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом / сост. В.Г. Михневич, Б.И. Тульбович, Г.П. Хижняк / ПермНИПИнефть. - Пермь, 1988. - 12 с.
81. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом для продуктивных отложений Пермского Приуралья / сост. В.Г. Михневич, Б.И. Тульбович, Г.П. Хижняк / ПермНИПИнефть. - Пермь, 1994. - 12 с.
82. Митрофанов В.П. Особенности фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Соликамской депрессии. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2002. –С.116с.
83. Митрофанов В.П., Хижняк Г.П., Кочкин О.В. Дифференцированная оценка коэффициента вытеснения низкопроницаемых карбонатных коллекторов // Дифференциация запасов и ресурсов нефти: сб. науч. тр. / ИГиРГИ. - М., 1992. - С. 179-185.
84. Мурчисон Р.И., Вернель Э., Кайзерлинг А.А.. Геологическте описание Европейской России и хребта Уральского. Ч.2 СПб.: 1849, - 649с.

85. Наливкин Д.В. Учение о фациях.Ч.I и II, М.: Изд-во АН СССР, 1956. 534 и 393 с.

86. Ожгибесов В.П. Фации: новая система терминов в классическом подходе решения стратиграфических и палеогеографических задачах. Пермь: Перм.ун-т, 2001. – 7 с.

87. Особенности петрофизических свойств гидрофобных пород / В.П. Митрофанов, Б.И. Тульбович, О.В. Кочкин, Г.П. Хижняк // Геология нефти и газа. - 1992. -№7. - С. 25-28.

88. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. - Взамен ОСТ 39-070-78; Введ. 01.01.87. УДК 665.61.001.4. Группа А29.

89. Оценка коэффициента извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк //Нефтяное хозяйство. - 2009. -№4. - С. 38-39.

90. Парначев С.В. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири / С.В. Парначев, Е.А. Жуковская, Г.Г. Кравченко, А.В. Поднебесных, Д.С. Михальченко, И.А. Сизиков // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 03. – С. 26–30.

91. Пахомов И.В., Щербаков О.А., Пахомов В.И., Беклемышев В.С. Основные этапы истории геологического развития территории западного склона Среднего Урала и Приуралья в каменноугольный период. // Вопросы палеогеграфии карбона: Сб.научн.трудов. - Пермь, 1966. - С. 234-241.

92. Применение обобщенных петрофизических зависимостей при подсчете балансовых и извлекаемых запасов/ Б.И. Тульбович, В.Г. Михневич, В.П. Митрофанов, В.Б. Бейзман, Г.П. Хижняк // Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений в районах с истощающимися ресурсами: сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. - Уфа, 1989. - Вып. 79. - С. 117-123.

93. Пустовалов Л.В. Петрография осадочных пород. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1940. Ч.1. –476 с.

94. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения //Нефтяное хозяйство.-2007г. №9-С.112-114.

95. Распопов А.В., Хижняк Г.П. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой с привлечением результатов исследований объектов-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2009. - №6. - С. 39-43.

96. Растегаев А.В., Галкин В.И., Козлова И.А., Воеводкин В.Л. Ванцева И.В. Оценка точности определения прогнозных запасов нефти в пределахСоликамской впадины// Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010.– № 7.– С.8-12.

97. Рухин Л.Б. Основы общей палеографии. Гостоптехиздат. Л.: 1965. – 378 с.

98. Семихатова С.В. Материалы к стратиграфии нижнего и среднего карбона Европейской части СССР // Бюлл.МОИП, отд.геол. Т. 24, в.3, 1936.

99. Синицына З.А., Синицын И.И. Биостратиграфия башкирского яруса в стратотипе. Уфа: БФАН СССР, 1987. -75 с.

100. Справочник по математическим методам в геологии / Д.Р. Родионов, Р.И. Коган, В.А. Голубева и др. - М.: Недра, 1987. - 335 с.

101. Степанов Д.Л. Верхний палеозой западного склона Урала. Л.: Гостоптехиздат. Научн.труды ВНИГРИ, вып.86, 1951. -224 с.

102. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза.М.: Изд-во АН СССР. Т 1 и 2, 1960. – 387с.

103. Тульбович Б.И., Хижняк Г.П. Динамический метод изучения застойных зон порового пространства коллекторов // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Приуралья: сб. науч. Тр. / ПермНИПИнефть. - Пермь, 1976. - С. 34-39.

104. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории: пер. с англ. / под ред. В.Т.Фролова. – М.: Недра, 1980. – 463 с.

105. Ульмасвай Ф.С. Моделирование поискового процесса на основе анализа малоинформативных признаков / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, М., 2002. №5. С.36-41.

106. Хаин В.Е. Цикличность и геотектоника // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. М.: 1977. – С.213-221.

107. Харбух Дж., Бонем-Картер Г. Моделирование на ЭВМ в геологии. М.: Мир, 1974. 318 с.

108. Харбух Дж. У., Давтон Дж.Х. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. М.: Недра, 1981. 243 с

109. Хворова И. В. Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы. М.: АН СССР, 1958. – 170 с.

110. Хижняк Г.П. Определение параметров застойных зон порового пространства при фильтрации взаиморастворимых жидкостей // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья: сб. науч. тр. / ОАО ПермНИПИнефть. - Пермь, 1999. - Вып.2. - С. 102-110.

111. Хижняк Г.П., Поплаухина Т.Б., Галкин С.В., Ефимов А.А. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2009. – №8. – С.49-54.

112. Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. Методические подходы при обосновании коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2009. – №10. – С.32-35.

113. Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. Эффективность вытеснения нефти пластовыми водами по данным лабораторных исследований керна // Нефтяное хозяйство. – М., 2011. – №10. – С.60-61.

114. Швецов М.С. Петрография осадочных пород. – Москва, 1958 – 416с.

115. Шестакова М.Ф. Башкирские отложения бассейна р. Чусовой в районе пос. Староуткинска // Опорные разрезы карбона Урала (сборник статей по вопросам стратиграфии №26). – Свердловск, 1979. – С. 41–47.

116. Щербаков О.А. Закономерности пространственного распределения осадков в каменноугольных морях Западного Урала // Геология и геофизика нефтегазоносных областей. Сб. научн. стат. Уфа: 1982. – С. 83-92.

117. Щербаков О.А., Щербаков М.В. К стратиграфии средне- и верхнекаменноугольных отложений западного склона Урала // Вопросы палеогеографии карбона: Сб.научн.трудов. - Перм, 1966. - С. 173-187.

118. Щербаков О.А., Щербакова М.В., Кочнева О.Е. Сверхдробное расчленение отложений и их детальная корреляция на основе биолитмостратиграфического метода (на примере девона и карбона Урала) // Геология. Изв. Отд. Наук о Земле и экологии. Уфа: АН РБ. 1997, № 1. – С. 48-58.

119. Щербакова М.В. Опорные разрезы палеозоя Вишерского Урала. Ч. I: Скважины / М.В. Щербакова, О.А. Щербаков, П.М. Китаев, О.Е. Кочнева, Н.С. Вечеринская, В.И. Дурникин; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2002. – 161 с.

120. Kuenen Ph.H. Significal features of graded bedding //Bull Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1953 Vol. 37. N 5. –P. 1044-1066.

121. Moore D. Sedimentation unitsep in sandtones of the Yoredale Series (Lower Carboniferous) of Yorkshire, England – J. Sediment. Petrol. 1960. – P.218-227.

122. Nowberriy J.S. Cycles of deposition in America Sedimentary rocks //Proc. Amer. Assoc. Adw. Sci. 1872. Vol.22. – P. 97-135.

123. Pruvost P. Sedimentation et subsidence // Livre jubilaire Centen sire Soc. Geol. France P. 1930. – P. 1830-1930.

124. Weeks L.G. Factors of sedimentary basin development that control oil occurrences. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., 1959. V.70, №2.