

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Пермский государственный национальный исследовательский университет»

На правах рукописи

ЧЕРНЫХ ИРИНА АЛЕКСАНДРОВНА

РАЗРАБОТКА
МЕТОДИКИ МОНИТОРИНГА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поиска полезных ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Шумилов Александр Владимирович

Пермь – 2018

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. Анализ промыслово-геофизических методов мониторинга заканчивания и эксплуатации скважин	6
1.1. Мониторинг процесса заканчивания скважин промыслово-геофизическими методами	6
1.2. Анализ промыслово-геофизических методов мониторинга показателей эксплуатации скважин	8
Выводы по главе 1	10
2. Совершенствование технологии заканчивания скважин, сопровождаемой непрерывным промыслово-геофизическим мониторингом	11
2.1. Разработка усовершенствованной технологии вскрытия пласта на депрессии	11
2.2. Анализ опытно-промышленных работ по испытанию разработанной технологии.....	13
Выводы по главе 2	15
3. Анализ достоверности применяемых методов мониторинга эксплуатации скважин по данным промыслово-геофизических исследований	16
3.1. Обзор применяемых методик	17
3.1. Оценка достоверности определяемых забойных давлений	24
Выводы по главе 3	43
4. Повышение эффективности мониторинга эксплуатации скважин промыслово-геофизическими методами	44
Выводы по главе 4	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
Список использованной литературы.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

Актуальность проведенного диссертационного исследования определяется тем, что контроль забойного давления является важнейшим элементом общей системы мониторинга за процессом разработки нефтяного месторождения, а промыслово-геофизические методы – одним из его инструментов. Использование в компоновке устройства для вскрытия пластов специального геофизического прибора, измеряющего забойное давление, позволяет с высокой степенью достоверности контролировать величину забойного давления на разных этапах «жизни» скважин. В настоящее время, при отсутствии геофизических приборов забойное давление определяется расчетным путем, что, зачастую, сопровождается значительными ошибками. В этой связи представляется актуальным интегрированный анализ материалов геофизических измерений, направленный на разработку методов достоверного определения забойного давления при эксплуатации скважин, необорудованных геофизическими приборами.

Объект исследования

Объектом исследования являются добывающие скважины нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», эксплуатирующиеся установками электроцентробежных насосов.

Предмет исследования

Использование материалов промыслово-геофизических исследований для мониторинга забойного давления в процессе заканчивания и эксплуатации скважин.

Цель работы

Исследование и совершенствование методов мониторинга забойного давления в нефтедобывающих скважинах по данным промыслово-геофизических исследований.

Основные задачи исследований

1. Разработка технологии вторичного вскрытия на депрессии с возможностью контроля забойного давления.
2. Использование результатов промыслово-геофизических исследований для оценки достоверности методик определения забойного давления в добывающих механизированных скважинах.
3. Разработка усовершенствованной методики определения забойного давления в добывающих скважинах, основанная на комплексном использовании материалов промыслово-геофизических исследований.

Научная новизна

1. Разработана технология перфорации скважин на депрессии с использованием геофизических приборов для непрерывного мониторинга величины забойного давления и исключенным промежуточным глушением скважины до ее ввода в эксплуатацию. Преимущественной особенностью разработанной технологии является возможность ее реализации, в том числе, в скважинах малого диаметра и боковых стволах.
2. Интегрированный анализ материалов промыслово-геофизических исследований позволил установить разнонаправленное во времени влияние одних и тех же показателей эксплуатации скважин на величину забойного давления.
3. Впервые построены многомерные временные модели, учитывающие влияние на величину забойного давления показателей эксплуатации скважин для объектов разработки тульско-бобриковской залежи (Тл-Бб) Шершневого и турне-фаменского (Т-Фм) Маговского месторождений.

Защищаемые положения

1. Технология заканчивания скважин на депрессии и выводом на режим без промежуточного глушения с использованием геофизических приборов.
2. Многомерные модели для определения забойного давления по геолого-геофизическим данным скважин, оборудованных геофизическими приборами.
3. Методика оценки забойного давления в скважинах, необорудованных геофизическими приборами, с использованием многомерных статистических моделей.

Практическая значимость работы

1. Предложенная технология перфорации скважины на депрессии за счет дополнительного введения в компоновку геофизических приборов и глубинного насоса позволит непрерывно контролировать величину забойного давления в ходе перфорации и сразу, без промежуточного глушения, запускать скважину в эксплуатацию. Реализация технологии возможна даже в скважинах малого диаметра и боковых стволах.
2. Разработанная методика оценки забойного давления позволяет определять его в скважинах, не оборудованных геофизическими приборами.

Апробация работы и публикации

Основные положения диссертационной работы опубликованы в 18 научных работах, в том числе в 11 статьях по перечню ВАК; патенте и одной монографии.

Фактический материал

Для достижения поставленной цели в работе использованы следующие материалы:

- данные о плановых и фактически достигнутых значениях показателей эксплуатации скважин, на которых реализована разработанная технология заканчивания;
- данные о более 200 совместных замерах давлений, выполненных глубинными геофизическими приборами под насосами, и основных показателей эксплуатации скважин, оборудованных этими приборами.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Текст изложен на 135 страницах машинописного текста, иллюстрирован 55 рисунками и содержит 23 таблицы. Список литературы включает 101 наименование.

Благодарности

Автор выражает искреннюю признательность за помощь и поддержку своему научному руководителю А. В. Шумилову, а также А. Д. Савичу, А. И. Дзюбенко и В. И. Пузикову.

1. Анализ промыслово-геофизических методов мониторинга заканчивания и эксплуатации скважин

1.1. Мониторинг процесса заканчивания скважин промыслово-геофизическими методами

В современных условиях, когда необходима максимальная оперативность принятия решений по первичному и вторичному вскрытиям пластов и освоению скважин, то есть их заканчиванию, требуется комплексный подход, заключающийся в выполнении выше упомянутых технологических процессов с одновременным контролем их геофизическими методами. При этом необходимо учитывать особенности реализуемых технологий. Так, на месторождениях Урала-Поволжья и Западной Сибири высокую эффективность демонстрирует технология вторичного вскрытия пласта на депрессии [6, 11, 33-36, 56].

Актуальность проблемы обеспечения высокого качества заканчивания скважин особенно возрастает в последние годы, когда большое количество месторождений находятся на последней стадии разработки, а значительная часть запасов относится к трудно извлекаемым [51]. Заканчивание включает в себя первичное вскрытие продуктивного пласта бурением, цементирование заколонного пространства, вторичное вскрытие коллекторов, в основном, при помощи кумулятивных перфораторов, и вызов притока [80]. Каждый из перечисленных этапов является самостоятельным технологическим процессом, которые выполняются различными подрядными организациями, как правило, отвечающими за безаварийное проведение работ при проведении комплекса технологических операций, присущих выполнению конкретной задачи.

При вводе скважин в эксплуатацию достигается лишь 50-70% потенциальной продуктивности скважин, а в пластах с низкой проницаемостью – только 25-45% [34]. Используемые в условиях репрессии на пласт технологии вторичного вскрытия способствуют увеличению радиуса ранее образовавшейся зоны ухудшенной проницаемости. Это приводит к дальнейшему снижению продуктивности коллектора. В то же время известно, что даже незначительное снижение проницаемости в прискважинной зоне пласта может существенно ухудшить условия притока жидкости в ствол скважины. Так, при радиальном притоке жидкости к совершенной скважине, дренирующей круговой пласт диаметром 300 м, половина энергетических затрат на продвижение жидкости к забою приходится на зону пласта вокруг скважины радиусом 5,5 м.

В идеальном случае выполнение операций по заканчиванию скважин на каждом из этапов должно быть технологически увязано между собой на основе конкретных геолого-промысловых условий разрабатываемого месторождения, притом определяющим показателем проведенных работ должен быть высокий коэффициент гидродинамического совершенства

скважины, отражающий сохранение естественной проницаемости коллектора в прискважинной зоне пласта. Отметим, что проведение ремонтных работ в скважинах в процессе их эксплуатации также оказывает отрицательное воздействие на продуктивные отложения и, зачастую, завершается повторной перфорацией.

Основываясь на анализе существующих перфорационных технологий и оборудования, рассмотрим их использование с позиций повышения эффективности производства прострелочно-взрывных работ (ПВР), которые во многом определяют добывные характеристики скважины и, в конечном итоге, могут их повысить или существенно уменьшить.

Известны способы перфорации скважин под депрессией в составе колонны насосно-компрессорных труб, циркуляционного клапана, пакера, фильтра и перфоратора [90]. Для проведения инициирования перфоратора и бародинамической обработки пласта устройство снабжено кабельной секцией с электроконтактным наконечником, забойным пульсатором давления и клапаном, при этом устройство имеет дистанционные измерительные приборы для контроля перфорации, бародинамической обработки и испытания пласта [25].

Основным недостатком применения указанного устройства является необходимость выполнения операций по глушению для извлечения его из скважины, что, как правило, приводит к ухудшению коллекторских свойств призабойной зоны вскрытого перфорацией пласта. Кроме того, для повторного освоения и запуска скважины в работу требуются дополнительные затраты времени на спуск глубинно-насосного оборудования.

Компанией Schlumberger разработан перфоратор, который подвешивается в заданном интервале на специальном анкерном устройстве, устанавливаемом на бурильных трубах. Иницирование срабатывания перфоратора производится под управлением таймера или подачи импульсов давления от качающего агрегата в затрубное пространство жидкости. Для обеспечения работы таймера и инициирующего механизма используются аккумуляторные батареи [62].

Недостатками указанного решения является отсутствие возможности инициирования детонации перфоратора в режиме реального времени независимо от ресурса источника питания, то есть в момент времени, когда скважина подготовлена к перфорации по всему технологическому циклу [48].

Известное решение не позволяет его использовать в скважинах с зенитными углами 60 и более градусов и при отсутствии в скважинах зумпфа необходимой длины, который зачастую нельзя обеспечить по геологическим причинам. Выполнение перфорации по данному способу требует дополнительных затрат времени и технических средств на проведение технологических операций, предшествующих детонации (установки анкерного устройства и его

позиционирование, создании дополнительного давления). К одному из основных недостатков следует отнести также отсутствие линии связи с поверхностью, что не позволяет устанавливать измерительные дистанционные приборы для оперативной оценки величины депрессии, гидродинамических параметров пласта и контроля его работы в процессе эксплуатации скважины. Требуются также дополнительные затраты времени на извлечение перфораторов из зумпфа.

То есть задача по разработке технологии вторичного вскрытия пласта на депрессии с одновременным контролем геофизическими методами является актуальной и требует дальнейшего рассмотрения, что будет выполнено в рамках настоящей диссертационной работы.

1.2. Анализ промыслово-геофизических методов мониторинга показателей эксплуатации скважин

Разработка месторождений на территории Пермского края сопровождается рядом осложняющих факторов: истощением месторождений, низкими фильтрационными свойствами, высоким газосодержанием, значительной обводненностью пластовой нефти [40, 42, 53]. Особую роль приобретают различные современные технологии повышения нефтеотдачи и комплексные подходы к управлению разработкой (построение моделей коллекторов, анализ системы заводнения, геолого-технические мероприятия и др.) [3, 8, 23, 24, 28]. Для реализации любого современного метода необходим большой объем исследовательской информации, значительную часть которого можно получить посредством промыслово-геофизических исследований скважин. В основе грамотной оптимизации режимов работы скважин, планировании геолого-технических мероприятий и решении других стратегических задач лежит использование информации, получаемой промыслово-геофизическими методами. Особо важную роль играет регулярное, а по возможности, непрерывное измерение забойного давления [40 - 47].

Чтобы удовлетворить потребность нефтедобытчиков в непрерывном получении текущей промысловой информации, рядом геофизических предприятий разработаны и внедрены в некоторых регионах индивидуально-стационарные системы «ГИС-контроля», которые представляли собою стандартные скважинные измерительные зонды, монтируемые на забое на приеме насосного оборудования и связанные с наземным регистрирующим оборудованием с помощью обычного каротажного кабеля [38]. Срок функционирования таких устройств ограничивался величиной межремонтного периода (МРП) глубиннонасосного оборудования. Однако накопленный опыт эксплуатации системы «ГИС-контроля» позволил выделить его некоторые недостатки, такие как отсутствие их сопряжения с корпоративными

информационными системами потребителей, т.е. нефтедобывающих предприятий, что не позволяет осуществлять с их помощью своевременный непрерывный сбор, передачу и обработку текущей промысловой базы данных с целью выработки управляющих решений.

На следующем этапе решения проблемы мониторинга показателей эксплуатации скважин разработаны, так называемые, «интеллектуальные» скважинные системы управления (ИССУ), ориентированные на системно открытые объекты с автоматической выработкой управляющих решений на основе сформированной и накопленной внутри этой управляющей системы информационной базы данных о текущей обстановке [8]. Преимущества использования ИССУ заключаются в том, что ее эффективность целиком обусловлена высокой степенью достоверности и точности получаемых с ее помощью исходных данных. Для реализации технологии ИССУ скважины должны быть оборудованы высокоточными измерительными системами. С учетом значительного количества скважин, эксплуатирующих нефтяные месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ» [57-60], массовое ИССУ в ближайшее время маловероятно.

В этой связи актуальным представляется совершенствование системы «ГИС-контроля» – организации ГИС-мониторинга промыслово-геофизическими методами [30, 31, 39, 71, 98 - 100].

Однако подавляющее большинство скважин механизированного фонда охватить исследованиями не представляется возможным. Вызвано это тем, что существующая технология спуска глубинных приборов по межтрубному пространству позволяет производить безаварийные работы только в оборудованных скважинными штанговыми насосами (СШН) скважинах, зенитные углы в которых не превышают значений 15-20°, в зависимости от диаметров обсадных колонн. Для исследований скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), за исключением блоков погружной телеметрии, измеряющих давление и температуру в месте расположения насоса, технологий не существует [29].

Существующая технология спуска скважинных приборов по межтрубному пространству позволяет исследовать ограниченное количество скважин механизированного фонда. Благодаря применению глубинных приборов малого диаметра (28 мм), можно несколько увеличить объем исследований. В целом же, по нашим оценкам, порядка 90% скважин механизированного фонда традиционными методами исследовать невозможно. Это обстоятельство не позволяет производить равномерный охват скважин геофизическими и гидродинамическими исследованиями, что является основным условием осуществления качественного мониторинга разработки нефтяных месторождений.

Данная проблема является весьма актуальной, особенно для условий нефтедобычи в Пермском крае, когда извлечение углеводородов осуществляется значительным количеством

низкодебитных механизированных скважин, не оборудованных глубинными измерительными системами. Определение важнейшего показателя эксплуатации скважин – забойного давления, в таких условиях осуществляется путем пересчета величины непосредственно измеряемого динамического уровня [13, 16, 41, 52, 54, 63, 64, 92]. На сегодняшний день в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используется ряд методик, позволяющих определять забойное давление. Во всех этих методиках используются модели течения флюида в скважине, не учитывающие всех процессов, возникающих в стволе скважины при перемещении по нему многофазной жидкости. Аналогичные выводы получены авторами в работе [41]. В статьях [43, 45, 47] авторами выполнен сравнительный анализ некоторых методик пересчета динамического уровня в забойное давление; в результате анализа установлено, что использование некорректных методик определения забойного давления приводит к весьма значительным погрешностям интерпретации материалов гидродинамических исследований, особенно характеристик призабойных зон (скин-фактора).

В этой связи актуальной представляется разработка принципиально другой методики, основанной на математической обработке накопленных для каждого объекта данных и создании многомерных статистических моделей [84].

Выводы по главе 1

1. Применяемые в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» технологии заканчивания скважин, в частности, этапа «перфорация – освоение», не являются оптимальными и требуют совершенствования как самого технологического процесса, так и информационного сопровождения.

2. Промыслово-геофизические исследования являются одним из основных способов мониторинга показателей эксплуатации скважин.

3. Приоритетным направлением совершенствования мониторинга эксплуатации скважин следует считать использование глубинных геофизических проборов – измерительных систем.

4. Оснащение части эксплуатационного фонда позволит повысить эффективность мониторинга за забойным давлением не только в непосредственно оснащенных скважинах, но и скважинах без геофизических приборов. Это возможно при использовании непосредственно измеренных параметров для разработки индивидуальных для объектов разработки методик определения забойного давления.

5. Применяемые в настоящее время методики определения забойного давления в необорудованных глубинными приборами скважинах нуждаются в проверке на достоверность демонстрируемых результатов и, при необходимости, корректировке.

2. Совершенствование технологии заканчивания скважин, сопровождаемой непрерывным промыслово-геофизическим мониторингом

2.1. Разработка усовершенствованной технологии вскрытия пласта на депрессии

В настоящее время высокое качество вскрытия продуктивных пластов достигается при использовании технологий перфорации на депрессии, предупреждающих проникновение технологических жидкостей в пустотное пространство пород-коллекторов. Однако разработанные ранее технологии предусматривали дальнейшее извлечение перфоратора из скважины, сопровождаемое ее глушением. Каждая процедура глушения скважины, заключающаяся в создании противодавления на пласт за счет плотности столба закачанной жидкости (чаще – соленой воды) с высокой долей вероятности приводит к кольтматации поровых каналов. Так, в работе [61] приведены примеры, когда после проведения мероприятий по текущему ремонту (смена насосов) скважины были выведены на режим с существенно меньшими дебитами и продуктивностью, причиной этого называется негативное влияние жидкости глушения. Данное явление проиллюстрировано на примере нескольких скважин в терригенных и карбонатных отложениях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ».

Таким образом, представляется целесообразной разработка технологии вскрытия пласта на депрессии, которая исключала бы этап дальнейшего глушения скважины.

В настоящей работе предлагается технология перфорации на депрессии под глубинным насосом, исключающая последующее глушение скважин.

Размещение в скважине снаряженного перфоратора и его литологическая привязка производятся до спуска глубинного насоса. После этого на насосно-компрессорных трубах производят спуск установки электроцентробежного насоса с одновременной установкой на трубы специальных защитных центраторов и размещением в них геофизического кабеля и кабеля питания электродвигателя насоса. Оба кабеля герметизируются в узле герметизации устья скважины, установленном на фонтанной арматуре. При работе на скважинах, оборудованных штанговыми насосами, узел герметизации содержит один сальниковый ввод. Создание проектной депрессии, значения которой контролируются по датчикам геофизического прибора, производится за счет снижения уровня насосом. Перемещением геофизического прибора с кумулятивным перфоратором уточняют его литологическую привязку и инициируют перфоратор [72].

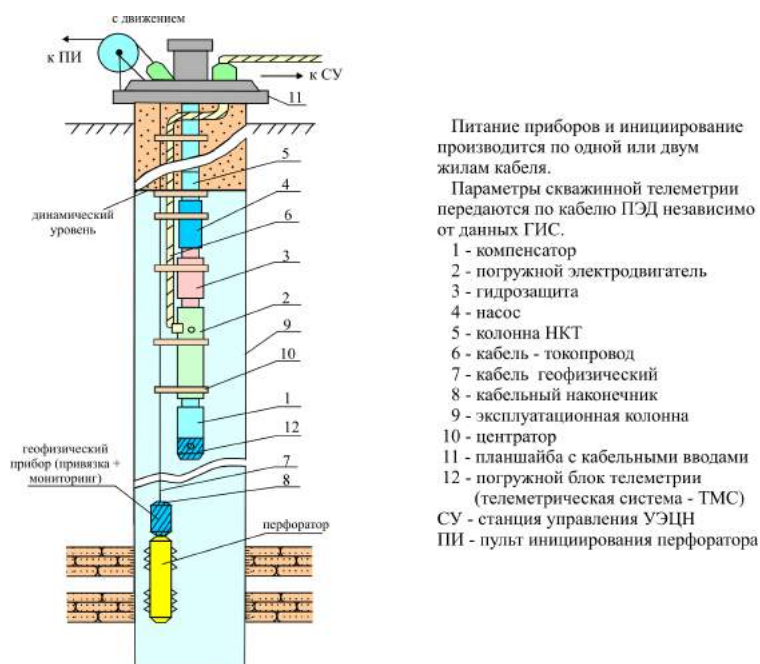


Рисунок 2.1 – Схема расположения оборудования при вторичном вскрытии пластов под установкой электроцентробежного насоса (технология спуска на геофизическом кабеле)

После проведения необходимых исследований с помощью прибора, его с корпусом перфоратора располагают на весь межремонтный период вне интервала перфорации, геофизический кабель фиксируют на сальниковом вводе, его наземную часть сматывают с барабана лебедки и размещают на устье скважины. При необходимости контроля забойного и пластового давлений, текущей депрессии подключают к кабелю наземную аппаратуру каротажной станции и проводят измерения давления и температуры геофизическим прибором. Для определения параметров флюида и диагностики технического состояния участка эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации устанавливают устьевой ролик, наматывают запас геофизического кабеля на барабан лебедки каротажной станции и проводят измерения прибором в функции глубины.

Высокое качество вторичного вскрытия продуктивных пластов за короткое время достигается созданием контролируемой прибором депрессии, величину которой можно менять при помощи глубинно-насосного оборудования скважины, а также исключением операций по ее повторному глушению после перфорации для спуска названного оборудования. Результатом является также оперативная оценка гидродинамических параметров пласта после вскрытия и дистанционный контроль его работы в процессе эксплуатации скважины.

Такая технология перфорации под глубинным насосом на депрессии исключает ухудшение свойств продуктивного пласта в призабойной зоне и способствует очистке перфорационных каналов и пласта.

Наличие при использовании данной технологии в стволе скважины линии связи в виде геофизического кабеля, на котором подвешивается перфоратор, позволяет реализовывать технологии мониторинга показателей эксплуатации скважины. Для контроля забойного и пластового давлений, состава жидкости в течение межремонтного периода (до 1000 суток) дистанционный геофизический прибор предварительно размещается над перфоратором, а кабель подключается к наземной аппаратуре.

Для дальнейшего совершенствования данной технологии автором настоящей диссертационной работы было составлено техническое задание на разработку скважинного геофизического прибора для производства простелочно-взрывных работ (ПВР), позволяющего производить привязку по глубине к геологическому разрезу перфоратора, отследить сам процесс перфорации, а так же проводить мониторинг эксплуатации скважины посредством передачи к устьевому регистрирующему оборудованию текущих значений давления, температуры и влагосодержания в функции времени (точке) и глубины (в движении).

2.2. Анализ опытно-промышленных работ по испытанию разработанной технологии

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» технология с предварительным спуском перфоратора на кабеле введена в промышленную эксплуатацию. Анализ результатов опытно-промышленных работ и сравнение дебитов показали, что добыча по подавляющему большинству скважин превышает плановые показатели, расчёт которых производился из условий использования традиционных технологий заканчивания скважин [83, 90]. Сопоставление проектных и фактических показателей эксплуатации скважин (дебит нефти и наработка на отказ), на которых реализована предлагаемая технология заканчивания, приведено в таблице 2.1.

Из представленных в таблице данных следует, что среднее значение фактического дебита нефти по всем скважинам, на которых реализована технология заканчивания на депрессии с геофизическим прибором под насосом, на 50% превышает аналогичное проектное значение. В некоторых случаях фактически полученный дебит ниже проектного. Основные причины – неподтверждение фильтрационных или энергетических параметров пласта в процессе ввода скважины.

Таким образом, предложенная технология перфорации на депрессии, сопровождаемая непрерывным промыслово-геофизическим контролем, продемонстрировала значительный положительный результат и может быть рекомендована к дальнейшему применению.

Таблица 2.1

Сопоставление проектных и фактических показателей эксплуатации скважин

№ пп	№ скв	Месторождение	Дебит нефти, т/сут		Наработка на отказ скважинного оборудования, сут	
			план	факт	факт	средняя по объекту
1	711_2	Дороховское	8	9,8	303	289
2	786_2	Дороховское	8	7,7	557	289
3	221_2	Павловское	6	9,9	531	289
4	1211	Павловское	20	21,9	490	289
5	357_2	Шагиртско-Гожанское	7	6,4	629	525
6	975_2	Шагиртско-Гожанское	6	16	638	525
7	453	Ольховское	7	10,4	125	300
8	781_2	Ярино-Каменноложское	3	1,9	477	300
9	314_2	Ярино-Каменноложское	3	0,2	280	300
10	512_2	Баклановское	6	39,5	221	112
11	131	Мало-Усинское	8	15,1	649	511
12	185	Мало-Усинское	8	15,6	591	511
13	2099	Кокуйское	6	14	647	538
14	365_2	Уньвинское	15	46	123	220
15	326_2	Уньвинское	12	21,9	504	220
16	601_2	Уньвинское	10	0,3	542	220
17	218	Уньвинское	10	7	144	220
18	508_2	Уньвинское	10	25,8	463	220
19	404	Уньвинское	5	21,2	456	220
20	565_2	Уньвинское	10	7,7	16	220
21	205_2	Уньвинское	10	14	33	220
22	35_2	Уньвинское	10	18,1	231	220
23	262	Уньвинское	26	17	110	220
24	325_2	Уньвинское	10	2,7	157	220
25	236_3	Шершневатское	12	20	487	220
26	160_2	Чашкинское	10	50	975	378
27	59_2	Чашкинское	10	17	841	378
28	176_2	Чашкинское	5	3,2	104	378
29	157_2	Чашкинское	5	23,7	112	378
30	158_3	Чашкинское	8	15	424	378
Среднее			12,3±18,5	18,7±19,4		

Выводы по главе 2

1. Разработана технология перфорации на депрессии, величина которой непрерывно контролируется и, при необходимости, может быть изменена за счет наличия в компоновке геофизического прибора. Таким образом, разработанный геофизический прибор обеспечивает стабильную работу глубиннонасосного оборудования после ввода скважины в эксплуатацию и оперативный контроль забойного давления, состава жидкости и температуры в дальнейшем.

2. Дополнительным преимуществом предлагаемой технологии является исключение промежуточного этапа глушения скважины, обязательного при реализации классической технологии перфорации на депрессии. Достигается данное преимущество за счет того, что в компоновку оборудования сразу же включается скважинный насос (электроцентробежного типа).

3. Преимущественной особенностью разработанной технологии является возможность ее применения в скважинах малого диаметра и боковых стволах.

4. Предложенная технология успешно опробована на нескольких десятках добывающих скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с высоким положительным результатом.

3. Анализ достоверности применяемых методов мониторинга эксплуатации скважин по данным промыслово-геофизических исследований

Как известно, важнейшим показателем, определяющим эффективность эксплуатации системы «скважина – пласт» и подлежащим непрерывному мониторингу, является забойное давление [43, 82, 91]. Достоверное определение забойного давления в механизированных скважинах – важнейшая задача мониторинга их эксплуатации.

Наиболее приемлемый способ мониторинга забойного давления в процессе эксплуатации скважин – использование геофизических приборов, глубинных измерительных систем. Характеристика геофизических приборов, применяемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», [7, 57] представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Сравнительная характеристика глубинных измерительных приборов

№ пп	Название прибора	Состав прибора	Область применения
1	«Феникс»	Датчик локатора муфт, датчик температуры с возможностью работы в режиме термодобетометрии и датчик давления.	Привязка по глубине перфорации эксплуатационной колонны, а так же мониторинг давления, температуры в скважине в процессе эксплуатации в режиме онлайн с передачей данных по одной из жил коротажного кабеля.
2	Сова-ПВР	Датчик локатора муфт, датчик температуры с возможностью работы в режиме термодобетометрии, датчик влагомера и датчик давления.	Привязка по глубине перфорации эксплуатационной колонны, а так же мониторинг давления, температуры и состава жидкости в скважине в процессе эксплуатации в режиме онлайн с передачей данных по одной из жил коротажного кабеля.
3	МТВС-28	Датчик давления, датчик температуры, датчик влагомера.	Регистрация изменения во времени значений давления и температуры по стволу скважины и (или) на забое скважины при замере забойного, пластового давлений, при снятии кривой восстановления давления и при проведении гидропрослушивания.

Продолжение таблицы 3.1

4	Фотон-28К	Датчик давления, датчик температуры, датчик влагомера.	Регистрации изменения во времени значений давления и температуры по стволу скважины и (или) на забое скважины при замере забойного, пластового давлений, при снятии кривой восстановления давления и при проведении гидропрослушивания. Прибор позволяет производить измерение значений давления и температуры и регистрацию результатов измерений в энергонезависимой памяти, а также одновременно передавать данные по геофизическому кабелю в компьютер и скачивать ранее сохраненную информацию. Прибор можно спускать в фонтанные скважины и под насос для долговременной регистрации параметров (до 2 лет). При этом информация считывается через кабель, через который она и перепрограммируется.
---	------------------	--	--

Перечисленными в таблице 3.1 приборами оснащено примерно 30% эксплуатационного фонда нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ» [58-60]. С их использованием регистрируется давление на приеме насоса, которое достаточно точно и без значительных проблем пересчитывается в забойное. В остальных скважинах значение забойного давления определяется путем пересчета величины непосредственно измеряемого динамического уровня.

При определении забойного давления по устьевым замерам очень важны точность входных данных, используемые корреляции и методики пересчета [2, 5, 9, 16, 21, 22, 26]. Выбор конкретной методики зависит от множества параметров и должен подтверждаться определенным числом глубинных исследований [55]. На сегодняшний день в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используется ряд методик, позволяющих определять забойное давление при работе скважин. Представляется целесообразным их сравнительный анализ и оценка достоверности получаемых с их помощью результатов.

3.1. Обзор применяемых методик

1. Методика пересчета устьевых параметров в забойное давление ООО «Универсал-Сервис» (Универсал-Сервис) [57-60] учитывает поступление обводненной продукции, при котором столб над насосом разбивается на интервалы: однофазный флюид с плотностью пластовой нефти и водонефтяную смесь с плотностью равной плотности нефти (в пластовых условиях) и пластовой воды в соотношении, соответствующем обводненности продукции ($\rho_{см2}$).

Причем изменение динамического уровня определяет высоту столба смеси над насосом плотностью $\rho_{см2}$ (рис. 3.1.).

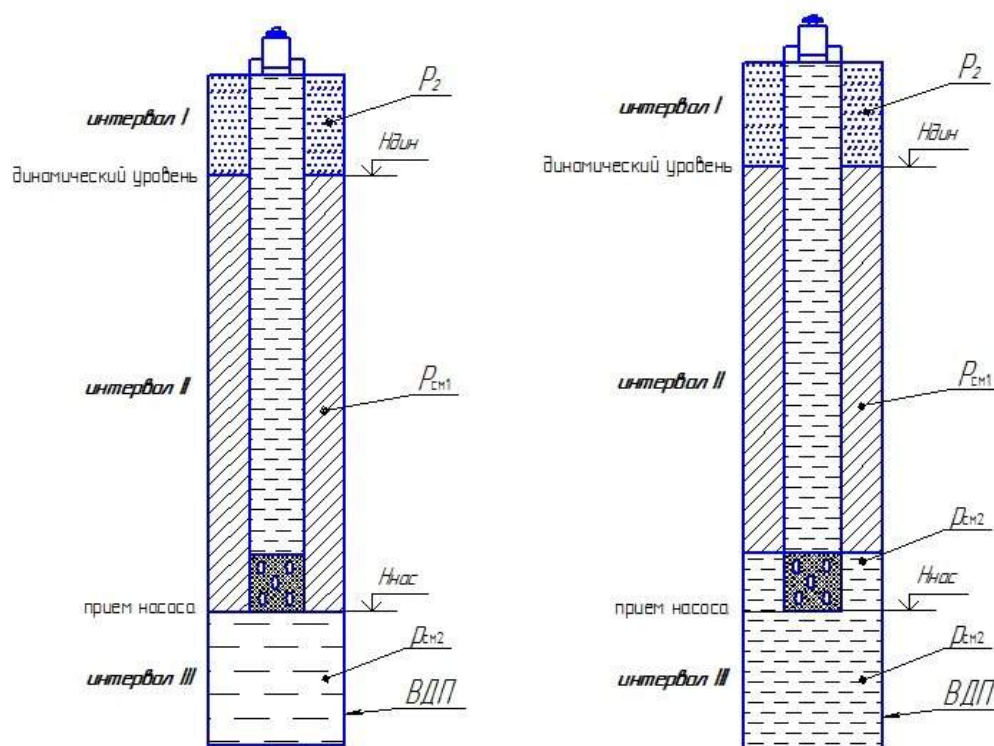


Рисунок 3.1 – Модель скважины по методике Универсал-Сервис

Данная модель вследствие сложности реальных скважинных процессов при течении многофазного флюида является очень неточной [57], особенно в условия высокого газосодержания пластовой нефти.

2. Эмпирическая методика ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (ПНИПУ) [60] для расчета забойного давления по промысловым данным заключается в создании некоторой эмпирической корреляции на основе сравнения и анализа данных глубинных и устьевых замеров. При наличии достаточно репрезентативной выборки результатов исследований можно получить весьма точную методику расчета для скважин конкретного месторождения. Однако, так как данная методика учитывает особенности свойств флюида только определенного месторождения, она неприменима для других регионов. Эта методика выделяет в стволе скважины три интервала: I – газ, II – флюид неопределенной плотности, III – газоводонефтяная смесь плотностью $\rho_{см3}$, состоящая из газа, нефти и воды в соотношении, соответствующем обводненности и газосодержанию продукции (рис. 3.2). Далее по известной эмпирической корреляции на основе данных по затрубному давлению, динамическому уровню и обводненности флюида определяется давление на забое.

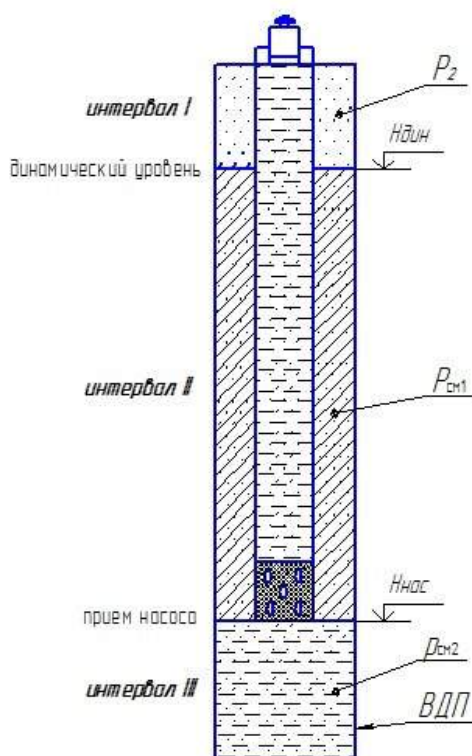


Рисунок 3.2 – Модель скважины по эмпирической методике ПНИПУ

Особенности определения забойного давления с использованием описанных методик рассмотрены на примере 57 Шершневого месторождения (тульско-бобриковская залежь (Тл-Бб)) от 25.04.2015 г. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.2. По данным установленного под насосом геофизического прибора для этой скважины определены также значения фактического забойного давления.

Таблица 3.2

**Исходные данные для расчета забойного давления по методикам
Универсал-Сервис и ПНИПУ**

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	$H_{\text{внк}}$	м	2048
2	$H_{\text{дин}}$	м	1606
3	$H_{\text{нас}}$	м	1898
4	n	д.ед.	0,03
5	$P_{\text{прием}}$	МПа	2,5
6	$P_{\text{затр}}$	МПа	1
7	$\rho_{\text{пл.н.}}$	кг/м ³	812
8	$\rho_{\text{пл.в.}}$	кг/м ³	1166
9	$\rho_{\text{г.отн}}$	б/р	0,827

Определение фактической величины $P_{зab}$

1. Высота столба жидкости ниже приема насоса, м.

$$\Delta H = H_{внк} - H_{нас} = 2048 - 1898 = 150 \quad (1)$$

где $H_{внк}$ – глубина забоя скважины, м; $H_{нас}$ – глубина спуска насоса, м.

2. Плотность водонефтяной смеси ниже приема насоса, кг/м^3 .

$$\begin{aligned} \Delta \rho &= \rho_{пл.н} \cdot (1 - n) + \rho_{пл.в} \cdot n = \\ &= 812 \cdot (1 - 0,03) + 1166 \cdot 0,03 = 822,6 \end{aligned} \quad (2)$$

где $\rho_{н.пл.}$ – плотность пластовой нефти, кг/м^3 ; $\rho_{в.пл.}$ – плотность пластовой воды, кг/м^3 ;
 n – обводненность скважинной продукции, д.ед.

3. Расчет давления водонефтяной смеси ниже приема насоса, МПа.

$$\Delta P_{ж} = \Delta H \cdot g \cdot \Delta \rho = 150 \cdot 9,81 \cdot 822,6 / 1013250 = 1,24 \quad (3)$$

где ΔH – высота столба водонефтяной смеси по вертикали, м; $\Delta \rho$ – плотность водонефтяной смеси ниже приема насоса, кг/м^3

4. Расчет забойного давления, МПа.

$$P_{зab} = P_{прием} + \Delta P_{ж} = 2,5 + 1,2 = 3,7 \quad (4)$$

где $P_{зab}$ – забойное давление, МПа; $P_{прием}$ – давление у приема насоса, МПа;
 $\Delta P_{ж}$ – давление, создаваемое столбом водонефтяной смеси ниже приема насоса, МПа.

Методика 1 – расчет величины забойного давления с использованием уравнений от Универсал-Сервис ($P_{зab}^{М-УС}$)

1. Определение температуры в середине столба газа, $^{\circ}\text{C}$

Формула справедлива для месторождений ЦДНГ 4,11,12

$$t_z = 0,0124 \cdot H_{дин} / 2 + 3,03 = 0,0124 \cdot 1606 / 2 + 3,03 = 12,9 \quad (5)$$

где $H_{дин}$ – глубина динамического уровня по вертикали, м.

2. Расчет критических значений температуры и давления через относительную плотность газа

$$T_{кр} = 125 \cdot \rho_{г.отн} + 128 = 125 \cdot 0,827 + 128 = 231,4 \quad (6)$$

$$P_{кр} = 52 - 6,5 \cdot \rho_{г.отн} = 52 - 6,5 \cdot 0,827 = 46,6 \quad (7)$$

где $\rho_{г.отн.}$ – относительная плотность газа.

3. Расчет приведенных значений температуры и давления

$$T_{пр} = (273 + t_z) / T_{кр} = (273 + 12,9) / 231,4 = 1,2 \quad (8)$$

$$P_{np} = P_{затр} / P_{кр} = 10 / 46,6 = 0,22 \quad (9)$$

где $P_{затр}$ – затрубное давление, атм.

4. Расчет коэффициента сверхсжимаемости

Формула справедлива для условий T_{np} от 1,05 до 1,25; P_{np} от 0 до 3

$$\begin{aligned} z &= 1 + (0,456 \cdot P_{np}^3 - 1,24 \cdot P_{np}^2) \cdot T_{np}^{-15} + (9,91 \cdot T_{np}^2 - 23,05 \cdot T_{np} + 13,22) \cdot P_{np} = \\ &= 1 + (0,456 \cdot 0,22^3 - 1,24 \cdot 0,22^2) \cdot 1,2^{-15} + (9,91 \cdot 1,2^2 - 23,05 \cdot 1,2 + 13,22) \cdot 0,22 = \\ &= 0,96 \end{aligned} \quad (10)$$

5. Определение средней температуры газа, К

$$T_{cp} = 273 + t_z = 273 + 12,9 = 289,9 \quad (11)$$

где t_z – средняя температура газа, $^{\circ}\text{C}$.

6. Определение величины S

$$S = \frac{0,03415 \cdot \rho_{г.отн.} \cdot H_{дин}}{T_{cp} \cdot z} = \frac{0,03415 \cdot 0,827 \cdot 1606}{289,9 \cdot 0,96} = 0,163 \quad (12)$$

где $\rho_{г.отн.}$ – относительная плотность газа; T_{cp} – средняя температура газа, К; z – коэффициент сверхсжимаемости; $H_{дин}$ – динамический уровень по вертикали, м.

7. Определение давления столба газа над уровнем жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_z = P_{затр} \cdot e^S = 1 \cdot e^{0,163} = 1,18 \quad (13)$$

где S – величина, определяемая по предыдущей формуле.

8. Расчет вертикальной высоты столба жидкости в затрубном пространстве, м.

$$H_{нозр} = H_{нас} - H_{дин} = 1898 - 1606 = 292 \quad (14)$$

9. Расчет плотности нефти в затрубном пространстве, г/см^3 .

Расчет ведется по формулам, представленным в таблице 3.3 для различных диапазонов высоты столба. Исходные данные приняты в соответствии с [78].

$$\gamma = 0,000636 \cdot H_{нозр} + 0,1994 = 0,000636 \cdot 292 + 0,1994 = 0,385 \quad (15)$$

10. Расчет давления, создаваемого столбом нефти в интервале от уровня до приема насоса, МПа.

$$\Delta P_H = H_{нозр} \cdot g \cdot \gamma / 1000 = 292 \cdot 9,81 \cdot 0,385 / 1000 = 1,12 \quad (16)$$

где $H_{\text{погр}}$ – высота столба жидкости от уровня до приема насоса, м; γ – плотность нефти в затрубном пространстве до приема насоса, г/см³.

11. Расчет давления, создаваемого столбом жидкости в интервале от приема насоса до ВНК, м.

Расчет ведется по аналогии с методикой 1 выше, по формулам (1) – (3).

12. Расчет забойного давления на ВНК, МПа.

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{ж}} = 1,18 + 1,12 + 1,24 = 3,54 \quad (17)$$

где $P_{\text{г}}$ – давление столба газа над уровнем жидкости, МПа; $\Delta P_{\text{н}}$ – давление столба нефти от уровня до приема насоса, МПа; $\Delta P_{\text{ж}}$ – давление водонефтяной смеси ниже приема насоса, МПа.

Таблица 3.3

Зависимости изменения плотности нефти в затрубном пространстве по месторождениям

Месторождение	Пласт	Условия применения	Зависимость	
			Вертикальная высота столба жидкости в затрубье Н, м	Плотность газожидкостной смеси по формуле, г/см ³
Шершневское	Тл, Бб, Рд, Фм	в работе и в накоплении	от 1 до 600	$\gamma = 0,000636 \cdot H + 0,1994$
			от 600 до 1100	$\gamma = 0,000368 \cdot H + 0,36$
			более 1100	0,765

Методика 2 – расчет величины $P_{\text{заб}}$ по алгоритму ПНИПУ

Расчет $P_{\text{заб}}$ по изложенной методике основан на табличном распределении плотностей для рассматриваемого объекта разработки. Данное распределение для условий абсолютно необводненной продукции приведено в таблице 3.4 [78].

1. Определение давления столба жидкости в скважине

В интервале от глубины погружения насоса до ВНК каждое табличное значение плотности ГЖС было пересчитано на реальное значение плотности смеси с учетом обводненности продукции по формуле аддитивности:

$$\rho_i^{\text{см}} = \rho_{\text{пл.в}} \cdot n + \rho_i^{\text{ГЖС}} \cdot (1 - n), \quad (18)$$

где $\rho_i^{\text{см}}$ – пересчитанная плотность i-го интервала столба водонефтяной смеси ниже приема насоса, кг/м³; $\rho_{\text{пл.в}}$ – плотность пластовой воды; W – обводненность скважинной продукции, кг/м³; $\rho_i^{\text{ГЖС}}$ – табличная плотность i-го интервала столба ГЖС, кг/м³.

Глубина ВНК составляет 2048 м, при динамическом уровне – 1606 м, высота столба жидкости в скважине составляет 442 м. В соответствии с данными таблицы 3.4, гидростатическое давление столба такой высоты составляет 2,46 МПа.

Таблица 3.4

**Стандартное распределение плотностей по столбу жидкости для пласта Тл-Бб
Шершневого месторождения**

Н _{погр} , м	Плотн, кг/м ³	Н _{погр} , м	Плотн, кг/м ³	Н _{погр} , м	Плотн, кг/м ³	Н _{погр} , м	Плотн, кг/м ³
20	161	420	800	820	808	1220	812
40	217	440	801	840	808	1240	812
60	271	460	801	860	808	1260	812
80	322	480	802	880	809	1280	812
100	371	500	802	900	809	1300	812
120	417	520	803	920	809	1320	812
140	460	540	803	940	809	1340	812
160	501	560	804	960	810	1360	812
180	539	580	804	980	810	1380	812
200	575	600	804	1000	810	1400	812
220	608	620	805	1020	810	1420	812
240	639	640	805	1040	810	1440	812
260	667	660	805	1060	811	1460	812
280	693	680	806	1080	811	1480	812
300	716	700	806	1100	811	1500	812
320	736	720	806	1120	811	1520	812
340	754	740	807	1140	812	1540	812
360	769	760	807	1160	812	1560	812
380	782	780	807	1180	812	1580	812
400	792	800	808	1200	812	1600	812

2. Давление газа на динамическом уровне, МПа.

Давление газа рассчитывается аналогично методике 2, по формулам (5)–(13), и равно 1,18 МПа.

3. Расчет забойного давления, МПа.

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} + \Delta P_{\text{столба}} = 1,18 + 2,46 = 3,64 \quad (19)$$

Таким образом, применение описанных выше методик позволило рассчитать величину забойного давления для данного и многих других замеров. В этой связи представляется целесообразным выполнить сопоставление полученных результатов и оценить достоверность рассмотренных методик.

3.1. Оценка достоверности определяемых забойных давлений

Сопоставление значений фактического забойного давления ($P_{\text{заб}}$) и величин, рассчитанных по моделям Универсал-Сервис (далее $P_{\text{заб}}^{\text{М-УС}}$) и ПНИПУ ($P_{\text{заб}}^{\text{М-ПНИПУ}}$) по объекту разработки Тл-Бб Шершневого месторождения приведено в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Сопоставление фактических забойных давлений и значений, определенных с использованием моделей Универсал-Сервис и ПНИПУ

n	Скв.	Дата замера (Т)	$P_{\text{заб}}$, МПа	$P_{\text{заб}}^{\text{М-УС}}$, МПа	$P_{\text{заб}}^{\text{М-ПНИПУ}}$, МПа
1	213	07.01.2013	11,89	11,48	10,59
2	213	23.02.2013	12,29	10,40	9,72
3	213	06.03.2013	12,39	10,48	9,68
4	213	04.10.2013	12,10	10,90	10,02
5	213	05.09.2014	11,90	11,11	10,20
6	63	14.01.2014	5,89	5,91	5,97
7	66	15.01.2014	4,68	6,37	6,60
8	63	09.02.2014	5,88	5,35	5,46
9	66	19.02.2014	4,68	5,80	6,01
10	67	07.03.2014	8,93	13,58	12,73
11	66	08.03.2014	4,58	6,05	6,20
12	63	09.03.2014	5,79	5,39	5,50
13	67	24.03.2014	8,93	12,56	11,71
14	213	05.04.2014	11,90	11,33	10,44
15	67	07.04.2014	8,34	12,26	11,42
16	63	13.04.2014	5,69	5,29	5,38
17	66	24.04.2014	7,68	6,16	6,38
18	63	01.05.2014	5,59	4,95	5,12
19	67	02.05.2014	8,63	12,62	11,77
20	213	02.05.2014	12,00	11,88	11,04
21	66	21.05.2014	5,71	4,88	5,11
22	67	05.06.2014	8,73	14,39	13,56
23	63	06.06.2014	5,49	5,21	5,36
24	66	07.06.2014	6,41	6,00	6,22
25	213	09.06.2014	11,80	10,29	9,75
26	67	10.06.2014	8,73	11,51	10,63
27	66	02.07.2014	5,98	7,76	7,73
28	65	08.07.2014	12,17	12,24	11,38
29	67	09.07.2014	8,63	14,33	13,50
30	213	09.07.2014	11,90	11,17	10,31
31	63	11.07.2014	5,49	4,97	5,13
32	65	06.08.2014	12,37	12,07	11,19
33	63	10.08.2014	5,49	7,75	7,72
34	67	10.08.2014	8,73	14,33	13,52
35	66	10.08.2014	6,28	4,97	5,12
36	213	10.08.2014	11,80	11,17	10,30

37	63	16.08.2014	5,89	5,03	5,16
38	213	06.09.2014	11,80	10,23	10,37

Продолжение таблицы 3.5

39	67	06.09.2014	8,63	11,34	10,63
40	65	06.10.2014	11,68	12,08	11,21
41	65	01.11.2014	11,57	11,75	10,87
42	67	01.11.2014	8,33	14,33	13,52
43	63	02.11.2014	5,39	5,84	5,90
44	213	25.12.2014	11,71	11,31	10,44
45	204	10.01.2015	9,91	5,36	4,45
46	202	26.01.2015	18,36	12,21	11,83
47	204	07.02.2015	9,92	4,34	3,65
48	202	11.02.2015	18,06	12,66	12,28
49	213	21.02.2015	11,51	10,75	9,87
50	204	04.03.2015	9,92	4,69	4,65
51	65	10.03.2015	11,78	11,82	10,95
52	66	19.03.2015	6,09	4,63	4,83
53	57	21.03.2015	4,11	3,26	3,24
54	236	29.03.2015	20,96	9,09	9,06
55	236	30.03.2015	10,06	9,13	9,18
56	66	02.04.2015	5,49	4,20	4,26
57	213	03.04.2015	11,81	11,62	10,76
58	67	04.04.2015	8,23	14,34	13,52
59	204	04.04.2015	9,70	5,05	4,75
60	65	04.04.2015	11,78	11,94	11,09
61	236	04.04.2015	9,96	11,78	11,94
62	57	25.04.2015	3,70	3,60	3,70
63	65	02.05.2015	11,78	11,98	11,13
64	204	02.05.2015	10,25	5,06	5,23
65	65	04.06.2015	11,78	11,85	10,98
66	204	04.06.2015	5,95	5,11	5,30
67	66	06.06.2015	5,98	4,41	4,44
68	57	08.06.2015	3,70	4,50	4,76
69	67	08.06.2015	8,14	13,60	12,79
70	236	08.06.2015	10,88	9,27	9,29
71	204	01.07.2015	7,05	8,81	6,52
72	236	05.07.2015	10,78	11,78	11,02
73	204	18.08.2015	12,47	5,24	6,00
74	57	22.08.2015	4,10	4,56	4,82
75	57	03.09.2015	5,60	4,70	1,33
76	204	10.09.2015	6,45	5,81	6,52
77	57	05.10.2015	4,00	6,07	6,21
78	204	05.10.2015	11,96	5,82	6,52
79	66	31.10.2015	7,38	4,61	4,78
80	57	02.11.2015	4,11	4,58	4,86
81	66	02.11.2015	6,98	4,90	5,12
82	204	05.11.2015	10,46	5,82	6,54
83	227	06.11.2015	11,51	11,56	11,40
84	66	03.12.2015	6,78	4,62	4,77

85	204	03.12.2015	12,06	5,82	6,54
86	66	15.12.2015	6,88	4,14	5,32

Продолжение таблицы 3.5

87	213	15.12.2015	11,70	11,48	10,52
88	63	16.12.2015	5,32	3,55	3,77
89	204	10.01.2016	12,46	5,82	6,54
90	63	08.02.2016	10,29	6,07	6,11
91	204	10.02.2016	12,66	5,82	6,54
92	63	01.04.2016	7,58	6,55	6,58
93	212	02.04.2016	13,15	11,37	12,39
94	67	25.04.2016	7,73	8,22	8,00
95	212	28.04.2016	12,15	11,50	12,17
96	212	30.04.2016	12,15	11,67	12,35
97	212	02.05.2016	12,15	11,54	12,34
98	63	15.05.2016	9,28	7,64	7,50
99	204	05.06.2016	5,63	5,88	7,22
100	63	06.06.2016	6,88	5,55	5,66
101	63	08.06.2016	6,78	5,72	5,82
102	212	22.06.2016	12,05	11,95	12,58
103	63	22.06.2016	6,38	5,53	5,61
104	219	10.07.2016	14,58	10,87	16,01
105	219	30.07.2016	12,18	13,14	18,30
106	219	31.07.2016	11,98	11,53	16,73
107	219	7.08.2016	11,95	11,23	16,78
108	204	20.08.2016	5,53	5,25	6,16
109	212	22.08.2016	3,86	11,87	12,52
110	227	15.09.2016	11,47	10,58	10,83
111	227	17.09.2016	11,37	10,56	11,11
112	227	18.09.2016	11,37	10,56	11,13

Аналогичные расчеты выполнены по пласту турне-фаменской залежи (Т-Фм) Маговского месторождения.

Для оценки различий в средних значениях по показателям вычислено значение критерия t по формуле [14, 18-20]:

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left(\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}} \quad (20)$$

где X_1, X_2 – соответственно, средние значения показателей; S_1^2, S_2^2 – их дисперсии. Различие в средних значениях считается статистически значимым, если $t_p > t_t$. Значения t_t определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ($\alpha = 0,05$). Сравнение изучаемых показателей приведено в таблице 3.6.

Сравнение средних значений по пласту Тл-Бб Шершневого месторождения показало, что они по Рзаб и Рзаб^{М-УС}, Рзаб^{М-ПНИПУ} статистически не различаются. Здесь необходимо отметить, что значения p очень близко находятся к значениям 0,05. Одновременно следует отметить, что средние значения Рзаб^{М-УС} и Рзаб^{М-ПНИПУ} практически не отличаются. По пласту Т-Фм Маговского месторождения средние значения также статистически не различаются.

Таблица 3.6

Сравнение средних значений показателей

Статистические характеристики показателей			Критерии	
Объект разработки Тл-Бб Шершневого месторождения				
Рзаб, МПа	Рзаб ^{М-УС} , МПа	Рзаб ^{М-ПНИПУ} , МПа	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$
9,17±3,33	8,57±3,61		$\frac{1,339164}{0,181887}$	$\frac{1,921678}{0,445391}$
9,17±3,33		8,60±3,45	$\frac{1,245433}{0,214285}$	$\frac{1,908392}{0,385124}$
	8,57±3,61	8,60±3,45	$\frac{-0,075056}{0,939880}$	$\frac{0,432715}{0,961231}$
Продолжение таблицы 3.6				
Объект разработки Т-Фм Маговского месторождения				
9,69±4,15	9,93±2,98		$\frac{-0,519419}{0,603939}$	$\frac{2,165314}{0,394516}$
9,69±4,15		8,99±2,87	$\frac{1,245433}{0,214285}$	$\frac{1,908392}{0,385124}$
	9,93±2,98	8,99±2,87	$\frac{2,542186}{0,011636}$	$\frac{0,432715}{0,961231}$

Для более глубокого статистического анализа значений Рзаб и Рзаб^{М-УС} Рзаб^{М-ПНИПУ} исследуем их распределения. Оптимальные величины интервалов значений показателей вычисляются по формуле Стерджесса:

$$\Delta X = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{1 + 3,32 \cdot \lg N}, \quad (21)$$

где $X_{\max}$ – максимальное значение показателя, $X_{\min}$ – минимальное значение показателя, N – количество данных.

В каждом интервале определяются частоты:

$$P(X) = \frac{N_k}{N_g}, \quad (22)$$

Распределение частот в исследуемых классах по изучаемым показателям приведено в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Распределение значений фактических и рассчитанных забойных давлений по объекту разработки Тл-Бб Шершневского месторождения

	Интервалы изменения Рзаб, МПа										
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22
Рзаб		0,035	0,223	0,134	0,160	0,267	0,142	0,009		0,017	0,008
Рзаб ^{М-УС}		0,026	0,389	0,080	0,035	0,330	0,098	0,044			
Рзаб ^{М-ПНИПУ}	0,008	0,035	0,267	0,187	0,062	0,276	0,0125		0,027	0,008	

При сравнении плотностей распределений показателей, приведенных в таблице 3.7, в изучаемых классах применялась статистика Пирсона (χ^2), которая рассчитана по формуле:

$$\chi^2 = N_1 N_2 \sum_{i=1}^e \frac{1}{M_1 + M_2} \left(\frac{M_1}{N_1} - \frac{M_2}{N_2} \right)^2, \quad (23)$$

где N_1 , N_2 – соответственно количество значений Рзаб и Рзаб^{М-УС} (классы 1, 2); M_1 , M_2 – количество значений, попавших в заданный интервал, соответственно для двух изучаемых классов; e – количество интервалов. Аналогичные сравнения выполнены и между плотностями распределений Рзаб и Рзаб^{М-ПНИПУ}, Рзаб^{М-УС} и Рзаб^{М-ПНИПУ}.

Значения критерия χ^2 приведены в таблице 3.7, из которой видно, что по критерию χ^2 изучаемые показатели статистически не различаются, но степень их различия значительно больше в первых двух случаях, чем при сравнении Рзаб^{М-УС} и Рзаб^{М-ПНИПУ}.

Для количественного сопоставления значений Рзаб и Рзаб^{М-УС}, Рзаб^{М-ПНИПУ} вычислены коэффициенты взаимной корреляции r (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Корреляционная матрица

	Рзаб	Рзаб ^{М-УС}	Рзаб ^{М-ПНИПУ}
Объект разработки Тл-Бб Шершневского месторождения			

Рзаб	1,00	0,59*	0,60*
Рзаб ^{М-УС}		1,00	0,94*
Рзаб ^{М-ПНИПУ}			1,00
Объект разработки Т-Фм Маговского месторождения			
Рзаб	1,00	0,69*	0,68*
Рзаб ^{М-УС}		1,00	0,99*
Рзаб ^{М-ПНИПУ}			1,00

Примечание: * значимые корреляционные связи

Отсюда видно, что между фактическим и рассчитанными по методикам Универсал-Сервис и ПНИПУ забойными давлениями наблюдаются значимые корреляционные связи. Поля корреляции между исследуемыми параметрами для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения приведены на рисунке 3.3.

Корреляционные поля между фактическими и рассчитанными забойными давлениями для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения имеют достаточно сложный вид. Корреляционные поля между изучаемыми показателями для объекта разработки Т-Фм Маговского месторождения также имеет достаточно сложный вид.

Для детального анализа методик определения забойного давления выполнена оценка влияния входных параметров этих методик на конечный результат на примере объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения.

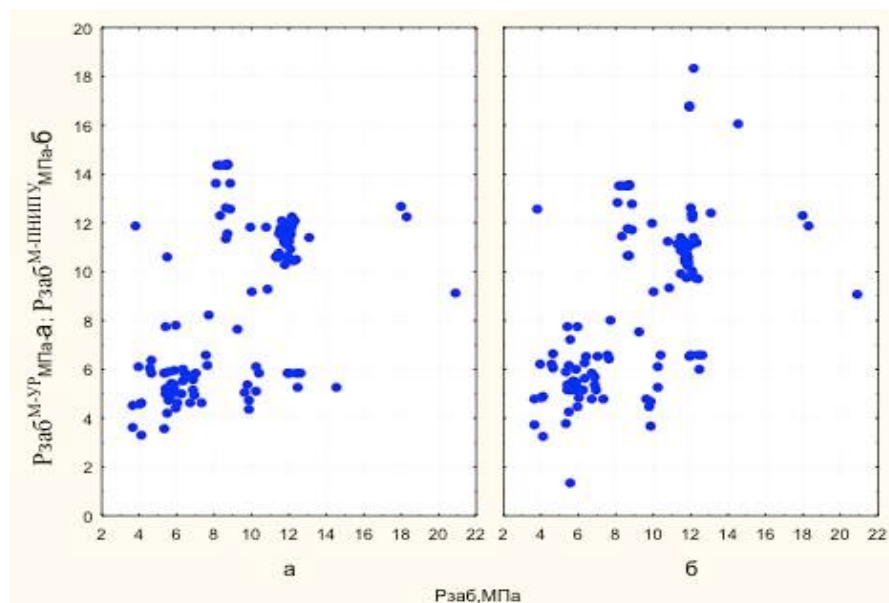


Рисунок 3.3 – Поле корреляции между Рзаб и Рзаб^{М-УС}, Рзаб^{М-ПНИПУ}

При вычислении забойного давления по модели Универсал-Сервис используются значения динамического уровня Нд (м), затрубного давления Рзатр (атм) и плотности жидкости $\rho_{ж}$ (кг/м³). Для оценки их влияния вычислены коэффициенты корреляции между ними и рассчитанными забойными давлениями (табл. 3.9). На основании визуального анализа полей

корреляции выборка проанализирована в полном объеме (результаты в верхней строке); а также отдельно для забойных давлений до 9 МПа (средняя строка) и выше 9 МПа (нижняя строка).

Анализ значений $\rho_{ж}$ показал, что значения $R_{заб}^{М-УС}$ в основном формируются за счет H_d и $\rho_{ж}$. Влияние $R_{затр}$ на $R_{заб}^{М-УС}$ очень мало. Корреляционное поле между $R_{заб}^{М-УС}$ и H_d приведено на рисунке 3.4, на котором видно, что в пределах поля корреляции выделяются два подполя, где соотношения между H_d и $R_{заб}^{М-УС}$ значительно отличаются. Граница между этими соотношениями визуально проходит при $H_d=1000$ м.

Таблица 3.9

Корреляционная матрица

	$R_{заб}^{М-УС}$	H_d	$R_{затр}$	$\rho_{ж}$
$R_{заб}^{М-УС}$	1,00	-0,97*	0,10	0,27*
	1,00	-0,75*	0,07	0,06
	1,00	-0,91*	-0,56*	-0,09
H_d		1,00	0,03	-0,15
		1,00	0,29*	0,11
		1,00	0,57*	0,32*
$R_{затр}$			1,00	0,03
			1,00	-0,12
			1,00	-0,03
$\rho_{ж}$				1,00
				1,00
				1,00

Примечание: * значимые корреляционные связи

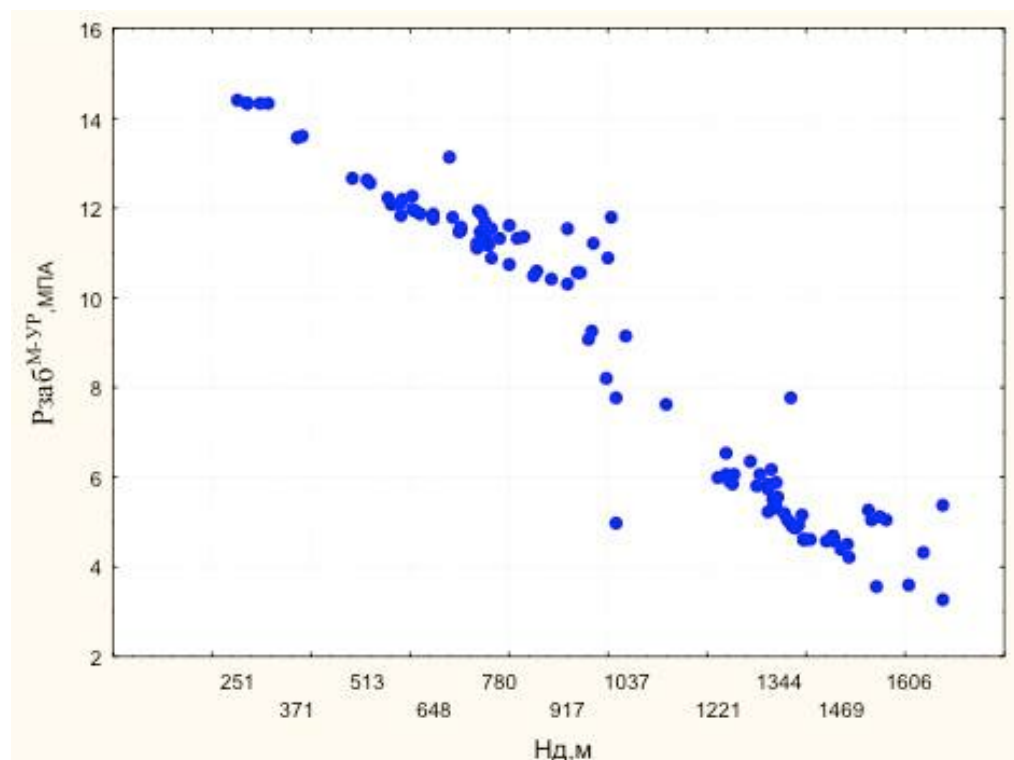
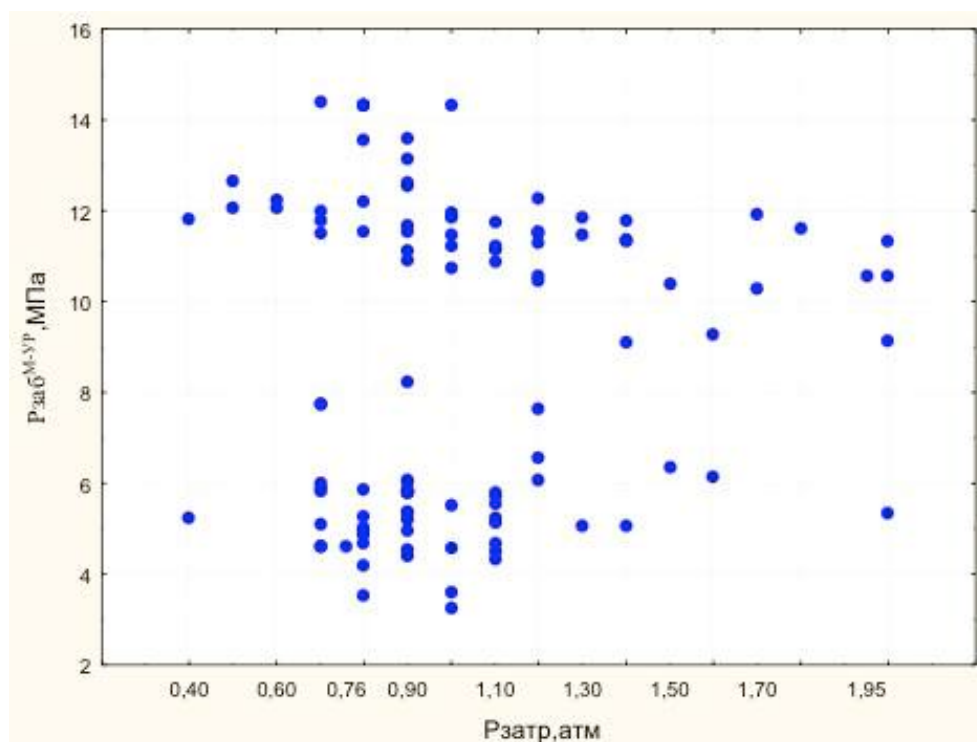


Рисунок 3.4 – Поле корреляции между $R_{заб}^{М-УС}$ и Нд

Корреляция между $R_{заб}^{М-УС}$ и $R_{затр}$ приведена на рисунке 3.5.

Рисунок 3.5 – Поле корреляции между $R_{заб}^{М-УС}$ и $R_{затр}$

В пределах поля корреляции выделяются два подполя, где соотношения между $R_{затр}$ и $R_{заб}^{М-УС}$ значительно отличаются по величине $R_{заб}^{М-УС}$. Корреляция между $R_{заб}^{М-УС}$ и $R_{затр}$ при $R_{заб}^{М-УС} < 9 \text{ МПа}$ имеет прямой вид, при $R_{заб}^{М-УС} > 9 \text{ МПа}$ – обратный. Для этих двух визуально наблюдаемых корреляций вычислены значения r , которые приведены в таблице 3.10, где видно, что значения r действительно отличаются: если в первом случае связь прямая статистически незначимая, то во втором – обратная статистически значимая. Кроме этого, наблюдаются различия в корреляциях между $R_{затр}$ и Нд. Все это показывает, что построение моделей для вычисления $R_{заб}^{М-УС}$ необходимо производить с учетом наблюдаемых корреляций.

Сопоставление значений $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-УС}$ с учетом выделенных корреляций между $R_{затр}$ и $R_{заб}^{М-УС}$ представлено на рисунке 3.6.

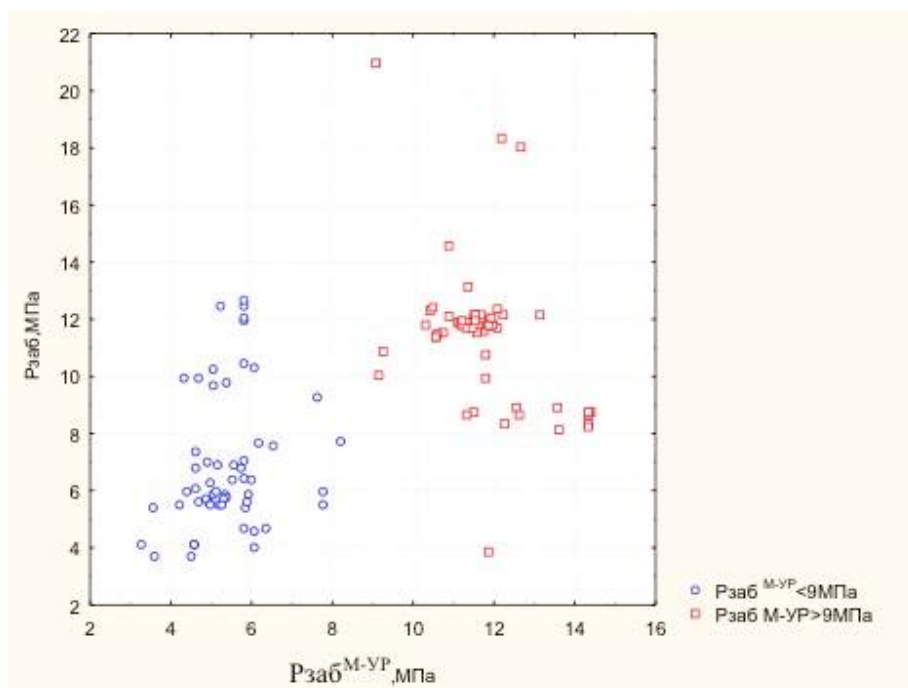


Рисунок 3.6 – Поле корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-УС}$

При $R_{заб}^{М-УС} < 9 \text{ МПа}$ наблюдается слабая положительная корреляция ($r=0,21$; $p=0,106$), при $R_{заб}^{М-УС} > 9 \text{ МПа}$ корреляция отрицательная, при этом статистически значимая ($r=(-0,42)$; $p=0,001$). Таким образом, становится понятным, чем обусловлено высокое значимое значение коэффициента r между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-УС}$. Объединение такой неоднородной выборки, расположенной в разных частях корреляционного поля, в одну совокупность и обусловило такое значение коэффициента r . В связи с этим доверять высокому статистически значимому значению r нецелесообразно, вследствие того, что он получен по достаточно неоднородной выборке, и совместное распределение значений $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-УС}$ не является симметричным. Это является одним из условий верного использования значений r при оценке силы статистических связей между изучаемыми величинами.

При обосновании модели для вычисления значений $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ использованы следующие показатели: дебит жидкости $Q_{ж}$ ($\text{м}^3/\text{сутки}$), пластовое давление $R_{пл}$ (МПа), глубина погружения насоса под динамический уровень $H_{погр}$ (м), $H_{д}$, $R_{затр}$. Рассмотрим, как влияют эти характеристики на величину $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ по объекту разработки Тл-Бб Шершневого месторождения с помощью вычисления коэффициентов r между $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ и $Q_{ж}$, $R_{пл}$, $H_{погр}$, $H_{д}$, $R_{затр}$ (табл. 3.10).

Анализ значений r показал, что значения $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ в основном формируются за счет $H_{д}$, $H_{погр}$, $Q_{ж}$. Влияние $R_{пл}$ значительно ниже, а влияние $R_{затр}$ – очень мало.

Приведем корреляционное поле между $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$, $R_{заб}^{М-УС}$ и $H_{д}$ (рис. 3.7).

Наблюдается достаточно сильная обратная корреляция между $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ и $H_{д}$.

Корреляционная матрица
(верхняя строка – все данные, средняя – при $R_{заб}^{М-ПНИПУ} < 9 \text{ МПа}$,
нижняя – при $R_{заб}^{М-ПНИПУ} > 9 \text{ МПа}$)

$R_{заб}^{М-ПНИПУ}$	$R_{заб}^{М-ПНИПУ}$	Qж	Рпл	$H_{погр}$	Нд	Рзатр
$R_{заб}^{М-ПНИПУ}$	<u>1,00</u>	<u>0,56*</u>	<u>0,21*</u>	<u>0,72*</u>	<u>-0,87*</u>	<u>0,08</u>
	<u>1,00</u>	<u>0,27*</u>	<u>-0,37*</u>	<u>0,47*</u>	<u>-0,69*</u>	<u>-0,09</u>
	1,00	-0,16	0,35*	-0,12*	-0,29	-0,24
Qж		<u>1,00</u>	<u>0,25*</u>	<u>0,59*</u>	<u>-0,58*</u>	<u>0,25*</u>
		<u>1,00</u>	<u>0,39*</u>	<u>-0,21</u>	<u>0,09</u>	<u>0,03</u>
		1,00	0,09	0,22	0,06	0,20
Рпл			<u>1,00</u>	<u>0,03</u>	<u>-0,09</u>	<u>-0,02</u>
			<u>1,00</u>	<u>-0,40*</u>	<u>0,47</u>	<u>0,20</u>
			1,00	-0,12	0,01	-0,21
$H_{погр}$				<u>1,00</u>	<u>-0,95*</u>	<u>-0,04</u>
				<u>1,00</u>	<u>-0,84*</u>	<u>-0,26</u>
				1,00	-0,87*	0,40*
Нд					<u>1,00</u>	<u>0,02</u>
					<u>1,00</u>	<u>0,29*</u>
					1,00	0,54*
Рзатр						<u>1,00</u>
						<u>1,00</u>
						1,00

Примечание: *значимые корреляционные связи

По аналогии с анализом, выполненным по $R_{заб}^{М-УС}$, построим поле корреляции между $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ и Рзатр, которое приведено на рисунке 3.8.

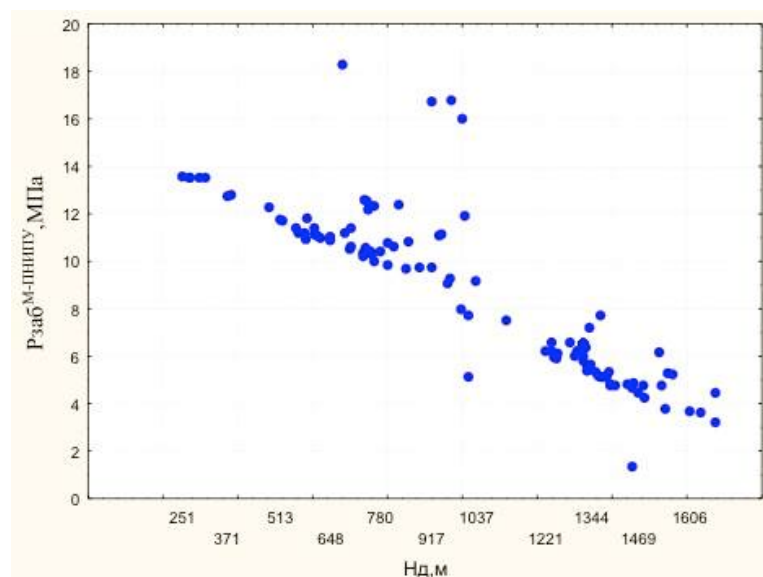


Рисунок 3.7 – Поле корреляции между $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ и Нд

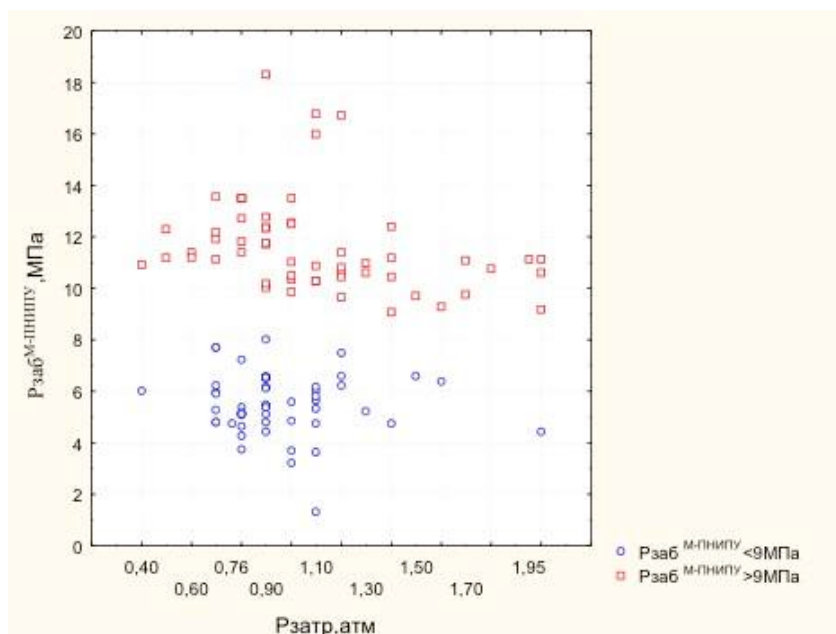


Рисунок 3.8 – Поле корреляции между $Рзаб^{М-ПППУ}$ и $Рзатр$

Видно, что в пределах поля корреляции выделяются два подполя, где соотношения между $Рзатр$ и $Рзаб^{М-ПППУ}$ значительно отличаются по величине $Рзаб^{М-ПППУ}$. Корреляция между $Рзаб^{М-ПППУ}$ и $Рзатр$ при $Рзаб^{М-ПППУ} < 9 \text{ МПа}$ имеет слабо выраженный обратный вид ($r = (-0,09)$), при $Рзаб^{М-ПППУ} > 9 \text{ МПа}$ наблюдается более выраженный обратный вид ($r = (-0,24)$). Для этих двух визуально наблюдаемых корреляций вычислены значения r и между другими показателями, которые приведены в таблице 3.10. Значения r по выделенным значениям $Рзаб^{М-ПППУ}$ действительно отличаются по многим показателям. Все это показывает, что построение моделей для вычисления $Рзаб^{М-ПППУ}$ необходимо производить с учетом выявленных корреляций.

Поле корреляции между $Рзаб$ и $Рзаб^{М-ПППУ}$ приведено на рисунке 3.9, из которого следует, что при $Рзаб^{М-ПППУ} < 9 \text{ МПа}$ наблюдается слабая положительная корреляция ($r = 0,24$; $p = 0,067$), при $Рзаб^{М-ПППУ} > 9 \text{ МПа}$ корреляция имеет слабый отрицательный характер ($r = (-0,12)$; $p = 0,354$). Таким образом, высокое значимое значение коэффициента r получено за счет объединения такой неоднородной выборки на разных частях корреляционного поля в одну совокупность. Использование значения r для сопоставления значений $Рзаб$ и $Рзаб^{М-ПППУ}$ нецелесообразно из-за того, что коэффициент r может быть использован для прогнозных оценок, когда выборка имеет совместное симметричное распределение.

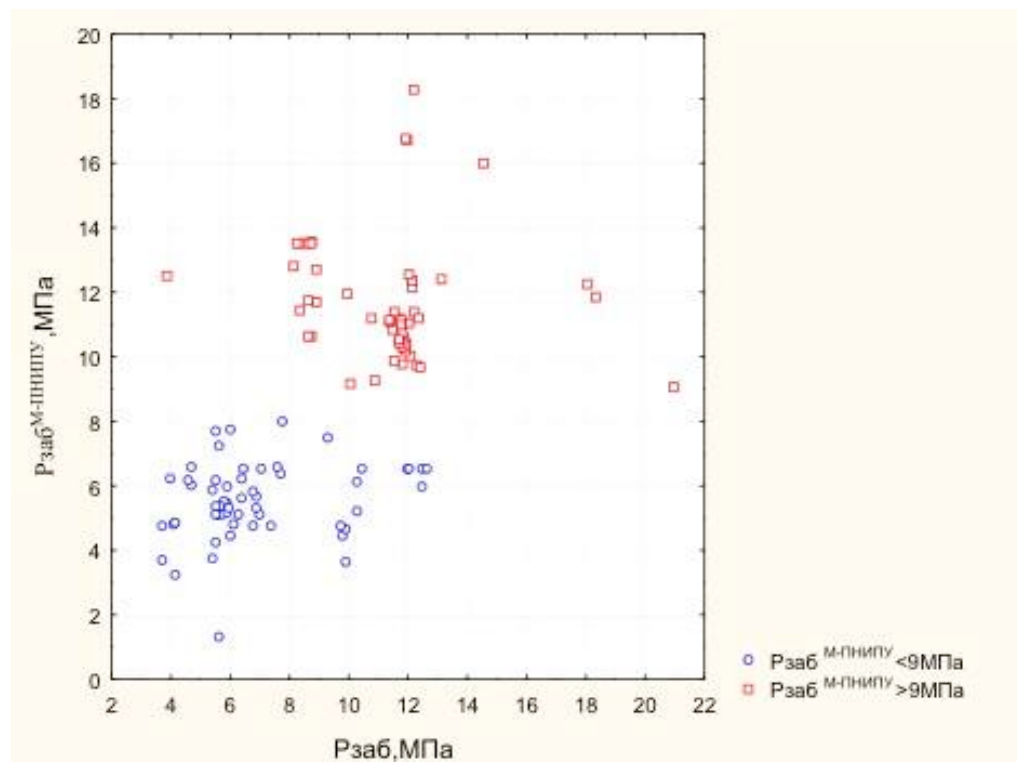


Рисунок 3.9 – Поле корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-пнипу}$

Для выяснения процесса формирования значений $R_{заб}$ в зависимости от $R_{заб}^{М-пнипу}$ по объекту разработки Тл-Бб Шершневого месторождения сформируем изучаемую выборку по принципу от минимального ($T^{мин}=07.01.2013$ г.) до максимального ($T^{max}=18.09.2016$ г.) значений по времени исследований. Первая модель строится по 3 данным, т.е. по измерениям значений $R_{заб}$, выполненным 07.01.2013 г.; 23.02.2013 г.; 06.03.2013 г. Следующая модель будет построена при $n=4$ и так далее до $n=112$. Уравнения регрессии, построенные с учетом данного принципа, приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Модели для вычисления $R_{заб}^{М-пнипу}$ по объекту разработки Тл-Бб Шершневого месторождения

n	Интервал построения моделей по времени -T	Свободный член уравнения регрессии	Значение p	Коэффициенты при $R_{заб}^{М-пнипу}$	Значение p	Значение r	Значение p
3	7.01.2013-6.03.2013	17,299	0,028366	-0,51079	0,09526	-0,988	0,09526
4	7.01.2013-4.10.2013	17,305	0,002711	-0,51361	0,02949	-0,970	0,02941
5	7.01.2013-5.9.2014	17,753	0,000973	-0,56201	0,02546	-0,922	0,02941

Продолжение таблицы 3.11

6	7.01.2013- 14.01.2014	-2,479	0,268945	1,44771	0,002071	0,926	0,00207
7	7.01.2013- 15.01.2014	-5,248	0,057923	1,71843	0,000743	0,956	0,00074
8	7.01.2013- 9.02.2014	-3,584	0,085407	1,543890	0,000236	0,953	0,00024
9	7.01.2013- 19.02.2014	-4,215	0,027432	1,61440	0,000042	0,959	0,00004
10	7.01.2013- 7.03.2014	-0,389	0,918827	1,075291	0,007800	0,779	0,007800
11	7.01.2013- 8.03.2014	-1,021	0,691063	1,14228	0,002929	0,812	0,002900
12	7.01.2013- 9.03.2014	-0,807	0,717029	1,12655	0,001257	0,814	0,001260
13	7.01.2013- 24.03.2014	0,086	0,969005	0,985658	0,002038	0,770	0,00204
14	7.01.2013- 5.04.2014	-0,088	0,967068	1,015581	0,000957	0,781	0,00096
15	7.01.2013- 7.04.2014	0,503	0,816777	0,92701	0,001559	0,741	0,001559
16	7.01.2013- 13.04.2014	0,568	0,768896	0,921012	0,000669	0,757	0,00067
17	7.01.2013- 24.04.2014	0,847	0,64223	0,896756	0,000484	0,753	0,00048
18	7.01.2013- 1.05.2014	0,888	0,59099	0,892792	0,000205	0,766	0,00021
19	7.01.2013- 2.05.2014	0,641	0,415616	0,822107	0,000296	0,739	0,00030
20	7.01.2013- 2.05.2014	1,174	0,464260	0,850744	0,000125	0,753	0,00012
21	7.01.2013- 21.05.2014	1,218	0,409206	0,846575	0,000053	0,765	0,00005
22	7.01.2013- 5.06.2014	2,016	0,179880	0,733374	0,000171	0,717	0,00017
23	7.01.2013- 6.06.2014	1,927	0,16997	0,74176	0,000075	0,731	0,00007
24	7.01.2013- 7.06.2014	1,908	0,154112	0,743347	0,000041	0,736	0,00004
25	7.01.2013- 9.06.2014	1,863	0,168741	0,761152	0,00003	0,733	0,00003
26	7.01.2013- 10.06.2014	1,926	0,147624	0,748112	0,000024	0,728	0,00002
27	7.01.2013- 2.07.2014	1,803	0,168895	0,75522	0,000017	0,727	0,00017
28	7.01.2013- 8.07.2014	1,659	0,197881	0,779301	0,000017	0,740	0,00001

Продолжение таблицы 3.11

29	7.01.2013- 9.07.2014	2,189	0,092458	0,705124	0,000018	0,706	0,00002
30	7.01.2013- 9.07.2014	2,131	0,102377	0,72084	0,000012	0,707	0,00001
31	7.01.2013- 11.07.2014	2,076	0,092228	0,72938	0,000005	0,719	0,00001
32	7.01.2013- 6.08.2014	1,959	0,109814	0,746931	0,000002	0,727	0,00000
33	7.01.2013- 10.08.2014	1,807	0,137017	0,756456	0,000002	0,725	0,00000
34	7.01.2013- 10.08.2014	2,414	0,06954	0,700004	0,000004	0,701	0,00000
35	7.01.2013- 10.08.2014	2,282	0,049878	0,693763	0,000002	0,705	0,00000
36	7.01.2013- 10.08.2014	2,241	0,054531	0,705837	0,000001	0,706	0,00000
37	7.01.2013- 16.08.2014	2,242	0,044281	0,705801	0,000001	0,714	0,00000
38	7.01.2013- 6.09.2014	2,197	0,048581	0,717545	0,000000	0,715	0,00000
39	7.01.2013- 6.09.2014	2,229	0,043332	0,710528	0,000000	0,712	0,00000
40	7.01.2013- 6.10.2014	2,168	0,046879	0,721575	0,000000	0,718	0,00000
41	7.01.2013- 1.11.2014	2,121	0,049994	0,731153	0,000000	0,727	0,00000
42	7.01.2013- 1.11.2014	2,477	0,024002	0,682101	0,000000	0,695	0,00000
43	7.01.2013- 2.11.2014	2,361	0,026245	0,692057	0,000000	0,704	0,00000
44	7.01.2013- 25.12.2014	2,331	0,028081	0,700082	0,000000	0,705	0,00000
45	7.01.2013- 10.01.2015	2,901	0,007017	0,647754	0,000000	0,669	0,00000
46	7.01.2013- 26.01.2015	2,537	0,032941	0,707084	0,000001	0,656	0,00000
47	7.01.2013- 7.02.2015	3,191	0,007287	0,644496	0,000003	0,620	0,00000
48	7.01.2013- 11.02.2015	2,833	0,023255	0,701085	0,000002	0,627	0,00000
49	7.01.2013- 21.02.2015	2,834	0,022345	0,704975	0,000001	0,627	0,00000
50	7.01.2013- 4.03.2015	3,239	0,008375	0,667926	0,000003	0,607	0,00000
51	7.01.2013- 10.03.2015	3,212	0,008262	0,673645	0,000002	0,611	0,00000

Продолжение таблицы 3.11

52	7.01.2013- 19.03.2015	3,176	0,006872	0,676927	0,000001	0,620	0,00000
53	7.01.2013- 21.03.2015	3,028	0,006771	0,691153	0,000000	0,639	0,00000
54	7.01.2013- 29.03.2015	3,175	0,014617	0,699122	0,000004	0,579	0,00000
55	7.01.2013- 30.03.2015	3,181	0,013544	0,699548	0,000003	0,580	0,00000
56	7.01.2013- 2.04.2015	3,118	0,012123	0,705359	0,000002	0,591	0,00000
57	7.01.2013- 3.04.2015	3,098	0,011865	0,709844	0,000001	0,594	0,00000
58	7.01.2013- 4.04.2015	3,372	0,006346	0,669931	0,000003	0,573	0,00000
59	7.01.2013- 4.04.2015	3,662	0,002918	0,647236	0,000004	0,561	0,00000
60	7.01.2013- 4.04.2015	3,602	0,002805	0,651381	0,000002	0,565	0,00000
61	7.01.2013- 4.04.2015	3,694	0,002253	0,643483	0,000002	0,563	0,00000
62	7.01.2013- 25.04.2015	3,438	0,002876	0,663336	0,000001	0,582	0,00000
63	7.01.2013- 2.05.2015	3,419	0,002772	0,667192	0,000000	0,585	0,00000
64	7.01.2013- 2.05.2015	3,638	0,00133	0,64808	0,000001	0,574	0,00000
65	7.01.2013- 4.06.2015	3,621	0,001275	0,65184	0,000000	0,578	0,00000
66	7.01.2013- 4.06.2015	3,551	0,001244	0,657961	0,000000	0,584	0,00000
67	7.01.2013- 6.06.2015	3,515	0,001028	0,661199	0,000000	0,592	0,00000
68	7.01.2013- 8.06.2015	3,324	0,001541	0,678392	0,000000	0,603	0,00000
69	7.01.2013- 8.06.2015	3,474	0,00096	0,654502	0,000000	0,589	0,00000
70	7.01.2013- 8.06.2015	3,482	0,000871	0,655785	0,000000	0,589	0,00000
71	7.01.2013- 1.07.2015	3,453	0,000815	0,657968	0,000000	0,591	0,00000
72	7.01.2013- 5.07.2015	3,454	0,000732	0,657795	0,000000	0,593	0,00000
73	7.01.2013- 18.08.2015	3,688	0,00036	0,638711	0,000000	0,575	0,00000
74	7.01.2013- 22.08.2015	3,531	0,000499	0,56281	0,000000	0,585	0,00000

Продолжение таблицы 3.11

75	7.01.2013- 3.09.2015	3,643	0,000182	0,641506	0,000000	0,591	0,00000
76	7.01.2013- 10.09.2015	3,596	0,000186	0,644967	0,000000	0,594	0,00000
77	7.01.2013- 5.10.2015	3,462	0,000293	0,655282	0,000000	0,597	0,00000
78	7.01.2013- 5.10.2015	3,602	0,000178	0,645083	0,000000	0,586	0,00000
79	7.01.2013- 31.10.2015	3,637	0,000118	0,641935	0,000000	0,587	0,00000
80	7.01.2013- 2.11.2015	3,509	0,000163	0,65336	0,000000	0,595	0,00000
81	7.01.2013- 2.11.2015	3,514	0,000124	0,652871	0,000000	0,597	0,00000
82	7.01.2013- 5.11.2015	3,593	0,000083	0,647277	0,000000	0,592	0,00000
83	7.01.2013- 6.11.2015	3,582	0,000076	0,649353	0,000000	0,596	0,00000
84	7.01.2013- 3.12.2015	3,587	0,000056	0,648917	0,000000	0,598	0,00000
85	7.01.2013- 3.12.2015	3,707	0,000035	0,640451	0,000000	0,589	0,00000
86	7.01.2013- 15.12.2015	3,697	0,000028	0,64123	0,000000	0,591	0,00000
87	7.01.2013- 15.12.2015	3,684	0,000027	0,64123	0,000000	0,594	0,00000
88	7.01.2013- 16.12.2015	3,645	0,000022	0,648361	0,000000	0,601	0,00000
89	7.01.2013- 10.1.2016	3,755	0,000014	0,639974	0,000000	0,590	0,00000
90	7.01.2013- 8.02.2016	3,842	0,000009	0,633987	0,000000	0,585	0,00000
91	7.01.2013- 10.02.2016	3,961	0,000005	0,625698	0,000000	0,574	0,00000
92	7.01.2013- 1.04.2016	3,949	0,000005	0,626541	0,000000	0,575	0,00000
93	7.01.2013- 2.04.2016	3,908	0,000005	0,633405	0,000000	0,583	0,00000
94	7.01.2013- 25.04.2016	3,894	0,000005	0,633574	0,000000	0,583	0,00000
95	7.01.2013- 28.04.2016	3,881	0,000004	0,635977	0,000000	0,588	0,00000
96	7.01.2013- 30.04.2016	3,869	0,000003	0,637836	0,000000	0,592	0,00000
97	7.01.2013- 2.05.2016	3,858	0,000004	0,639614	0,000000	0,597	0,00000

Продолжение таблицы 3.11

98	7.01.2013- 15.05.2016	3,869	0,000002	0,63912	0,000000	0,596	0,00000
99	7.01.2013- 5.06.2016	3,815	0,000003	0,62173	0,000000	0,596	0,00000
100	7.01.2013- 6.06.2016	3,797	0,000003	0,643684	0,000000	0,598	0,00000
101	7.01.2013- 8.06.2016	3,774	0,000002	0,645554	0,000000	0,601	0,00000
102	7.01.2013- 22.06.2016	3,742	0,000002	0,648223	0,000000	0,603	0,00000
103	7.01.2013- 22.06.2016	3,738	0,000002	0,648906	0,000000	0,607	0,00000
104	7.01.2013- 10.07.2016	3,715	0,000001	0,65222	0,000000	0,621	0,00000
105	7.01.2013- 30.07.2016	3,934	0,000000	0,622076	0,000000	0,617	0,00000
106	7.01.2013- 31.07.2016	4,048	0,000000	0,605935	0,000000	0,617	0,00000
107	7.01.2013- 7.08.2016	4,152	0,000000	0,591328	0,000000	0,617	0,00000
108	7.01.2013- 20.08.2016	4,208	0,000000	0,576746	0,000000	0,597	0,00000
109	7.01.2013- 22.08.2016	4,226	0,000000	0,571991	0,000000	0,591	0,00000
110	7.01.2013- 15.09.2016	4,221	0,000000	0,573813	0,000000	0,593	0,00000
111	7.01.2013- 17.09.2016	4,214	0,000000	0,575305	0,000000	0,595	0,00000
112	7.01.2013- 18.09.2016	4,208	0,000000	0,576746	0,000000	0,597	0,00000

Значения свободных членов уравнений регрессии, приведённые в таблице 3.11, использованы для построения графика их изменения во времени (рис. 3.10).

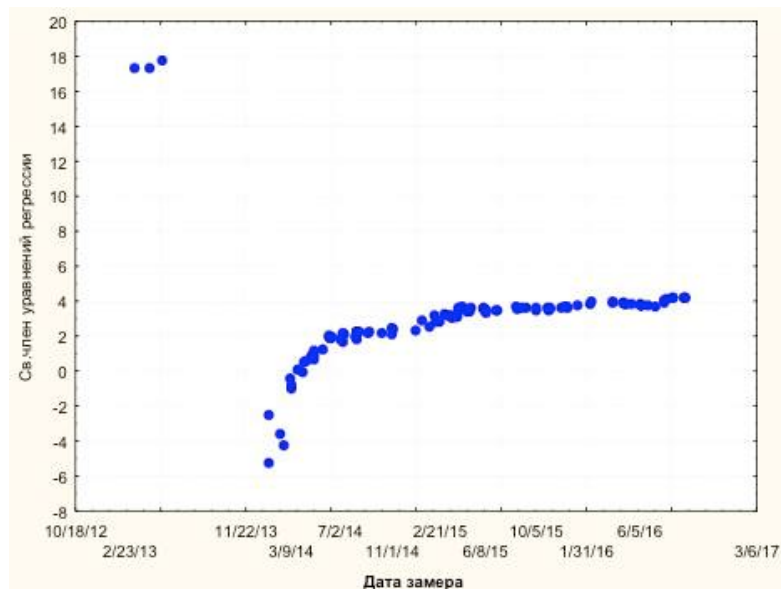


Рисунок 3.10 – Изменение значений свободных членов уравнений регрессии

В пределах графика на визуальном уровне можно выделить три соотношений между значениями свободных членов уравнений регрессии и датой замера. В левой части наблюдаются очень высокие значения свободных членов уравнений регрессии (первый диапазон соотношений). Второй диапазон соотношений наблюдается при значениях свободных членов уравнений от минус 5,8 до 2. Здесь происходит их резкое изменение. В пределах третьего диапазона происходит достаточно плавное незначительное по сравнению с первыми двумя диапазонами увеличение значений свободных членов от 2 до 4,1.

Изменения угловых членов уравнений регрессии в построенных моделях приведены на рисунке 3.11.

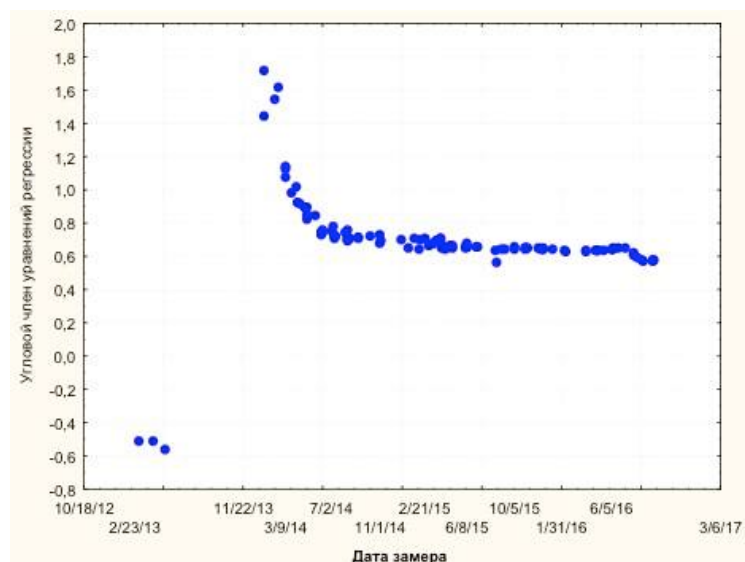


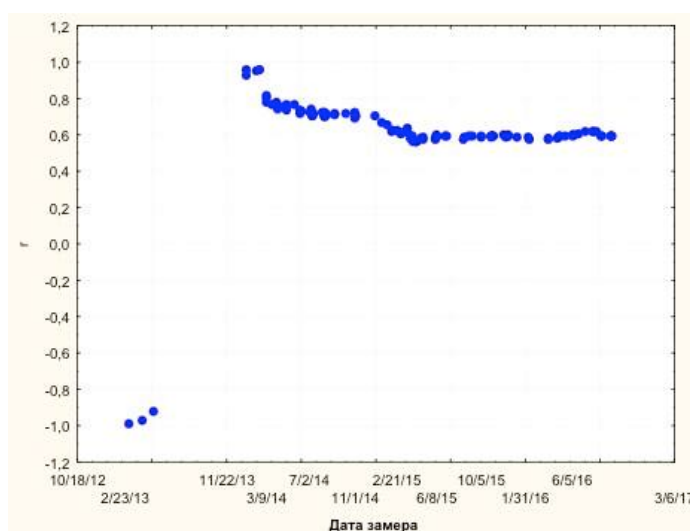
Рисунок 3.11 – Изменение значений угловых членов уравнений регрессии

Здесь, как и в случае со свободными членами уравнений регрессии, в левой части наблюдаются отрицательные значения угловых членов уравнений регрессии. Это показывает,

что на данном временном диапазоне величины $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$ не зависят друг от друга. Далее происходит резкое увеличение значений угловых членов уравнений регрессии, затем наблюдается более плавное снижение, далее во времени они практически не изменяются.

Изменения коэффициентов корреляции r , характеризующих статистическую силу взаимосвязи между величинами $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$, приведены на рисунке 3.12.

Визуальный анализ данного графика показывает, что в левой части наблюдается даже очень высокие отрицательные значения r . Далее происходит резкое изменение от отрицательных значений r к положительным. Затем во времени наблюдается некоторое уменьшение значений r от 0,9 до 0,6, и далее они изменяются незначительно. Данные, приведенные в таблице 3.11 и представленные на рисунках 3.10–3.12, показывают, что со временем происходит изменения соотношений между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$, что должно быть учтено при построении более точных моделей прогноза значений $R_{заб}$ по комплексу показателей. Кроме этого при построении моделей для вычисления модельных значений $R_{заб}$ необходимо оценить информативность используемых показателей, что выполнено в главе 4 диссертационной работы.



Рисунке 3.12 – Изменение значений коэффициентов корреляции r

Выводы по главе 3

1. Применяемые в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» методики пересчета устьевых параметров (динамического уровня, затрубного давления) в забойное давление характеризуется существенной погрешностью.
2. Основной причиной невысокой достоверности используемых методик определения забойного давления является необходимость использования входных параметров, определение которых бывает весьма затруднительным, например, плотность газожидкостной смеси в различных интервалах скважины.
3. Представляется целесообразным разработку методики определения пластового давления, основанной на использовании в качестве исходных данных параметров работы скважин, определение которых в любой период эксплуатации не сопровождается значительными трудностями.

4. Повышение эффективности мониторинга эксплуатации скважин промыслово-геофизическими методами

В ходе исследований, описанных в главе 1, установлено, что основной проблемой контроля за величиной забойного давления, характерной для нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», является невысокая достоверность его определения в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными измерительными системами (манометрами, ТМС и пр.). При этом доля таких скважин в общем добывающем фонде ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» довольно высока [57].

Также установлено [84], что применяемые в настоящее время методики, в основе которых положены те или иные модели течения флюида в скважине, не могут в полной мере учесть всех реальных процессов перемещения многофазной жидкости по стволу.

В этой связи в настоящей работе предлагается принципиально иной подход, заключающийся в разработке методики определения забойного давления на основе математической обработки накопленных для каждого объекта данных и создании многомерных статистических моделей [84]. В настоящей главе приводятся результаты исследований для двух объектов разработки: терригенной тульско-бобриковской залежи (Тл-Бб) Шершневого месторождения и карбонатной турне-фаменской залежи (Т-Фм) Маговского месторождения.

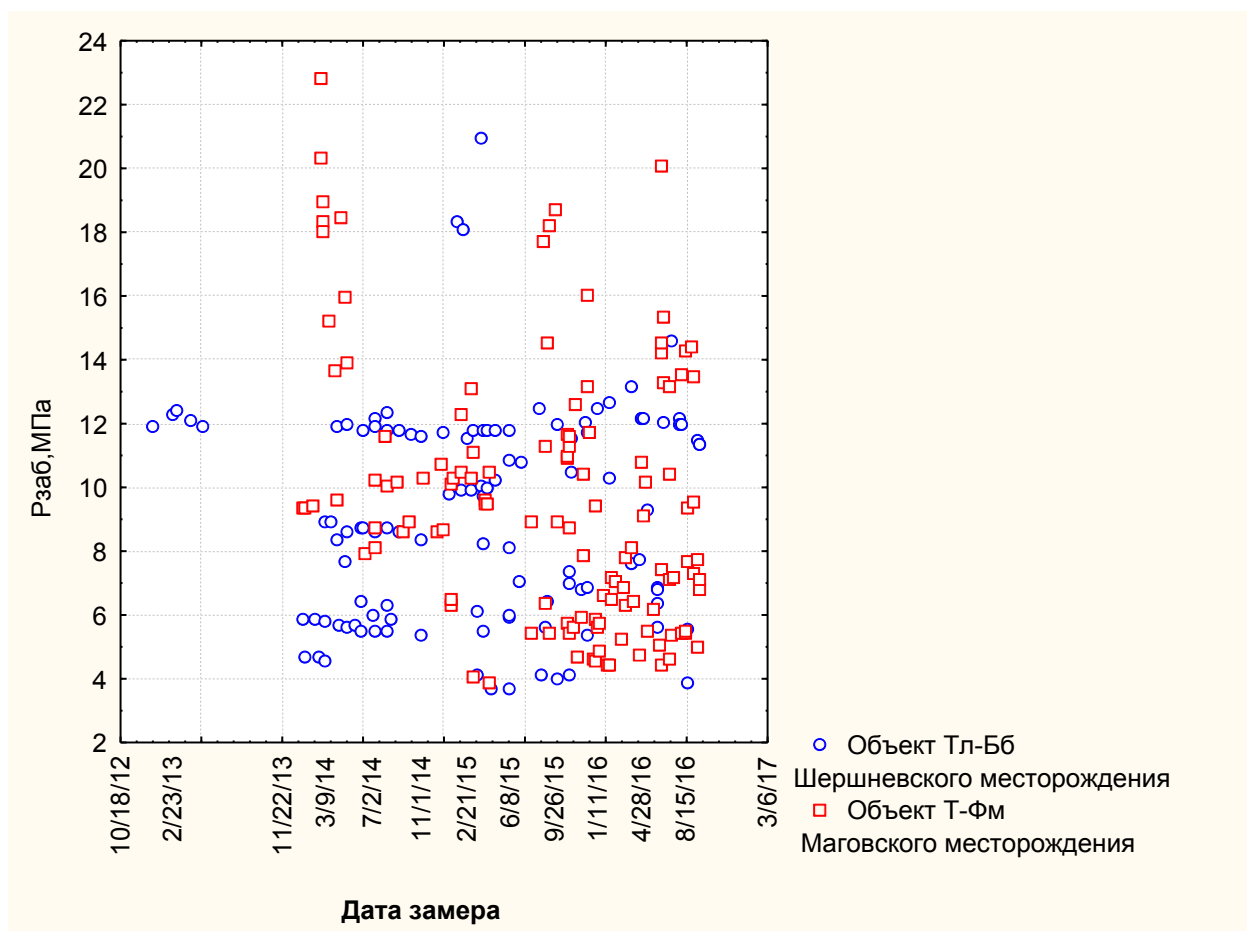
На первом этапе выполнен сбор исходных данных, в качестве которых использованы результаты многократных параллельных измерений устьевых параметров и давлений под насосом (которые гораздо точнее пересчитывается в забойные), для скважин, оборудованных глубинными измерительными системами.

Для разработки методики использованы данные 112 измерений значений забойного давления по всем скважинам, оснащенным глубинными измерительными системами (№№ 227, 213, 67, 65, 204, 202, 57, 236, 212, 219 и 212) для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождений и по объекту разработки Т-Фм Маговского месторождения использованы 123 измерения по следующим скважинам №№ 15, 106, 108, 110, 113, 119, 125, 128.

На первом этапе исследований построены поля корреляции между $P_{заб}$ и датой замера для изучаемых объектов разработки (рис. 4.1).

Величины T и $P_{заб}$ слабо контролируют друг друга как для Шершневого, так и Маговского месторождений. Далее выполнены исследования по оценке влияния основных параметров эксплуатации скважин на величину забойного давления. При этом выбраны такие параметры, определение которых в любой период эксплуатации скважин не составляет труда,

это: дебиты нефти и жидкости, обводненность, динамический уровень, глубина спуска насоса под динамический уровень, давление на устье в затрубном пространстве и другие.



Поле корреляции между динамическим уровнем по длине скважины H_d (м) и временем замера приведено на рисунке 4.2.

С течением времени величина H_d слабо увеличивается ($r=0,19$; $p=0,036$) для объекта Тл-Бб Шершневого месторождения и более сильно для объекта Т-Фм Маговского ($r=0,28$; $p=0,0015$) месторождений.

Изменение значений затрубного давления $P_{затр}$ (атм) во времени отражено на рисунке 4.3, на котором видно, что с течением времени величина затрубного давления для пласта Тл-Бб Шершневого месторождения изменяется хаотично ($r=0,19$; $p=0,036$), для пласта Т-Фм – более закономерно ($r=(-0,45)$; $p=0,000001$).

Изменение значений обводненности B (%) во времени приведено на рисунке 4.4. С течением времени для объекта разработки Тл-Бб обводненность в общем повышается ($r=0,58$; $p=0,0000$). Здесь необходимо отметить, что до 21.02.2015 г. величины обводненности изменялись незначительно, затем наблюдается высокая вариация их значений. Для объекта разработки Т-Фм обводненность несколько снижается ($r=(-0,23)$; $p=0,01$).

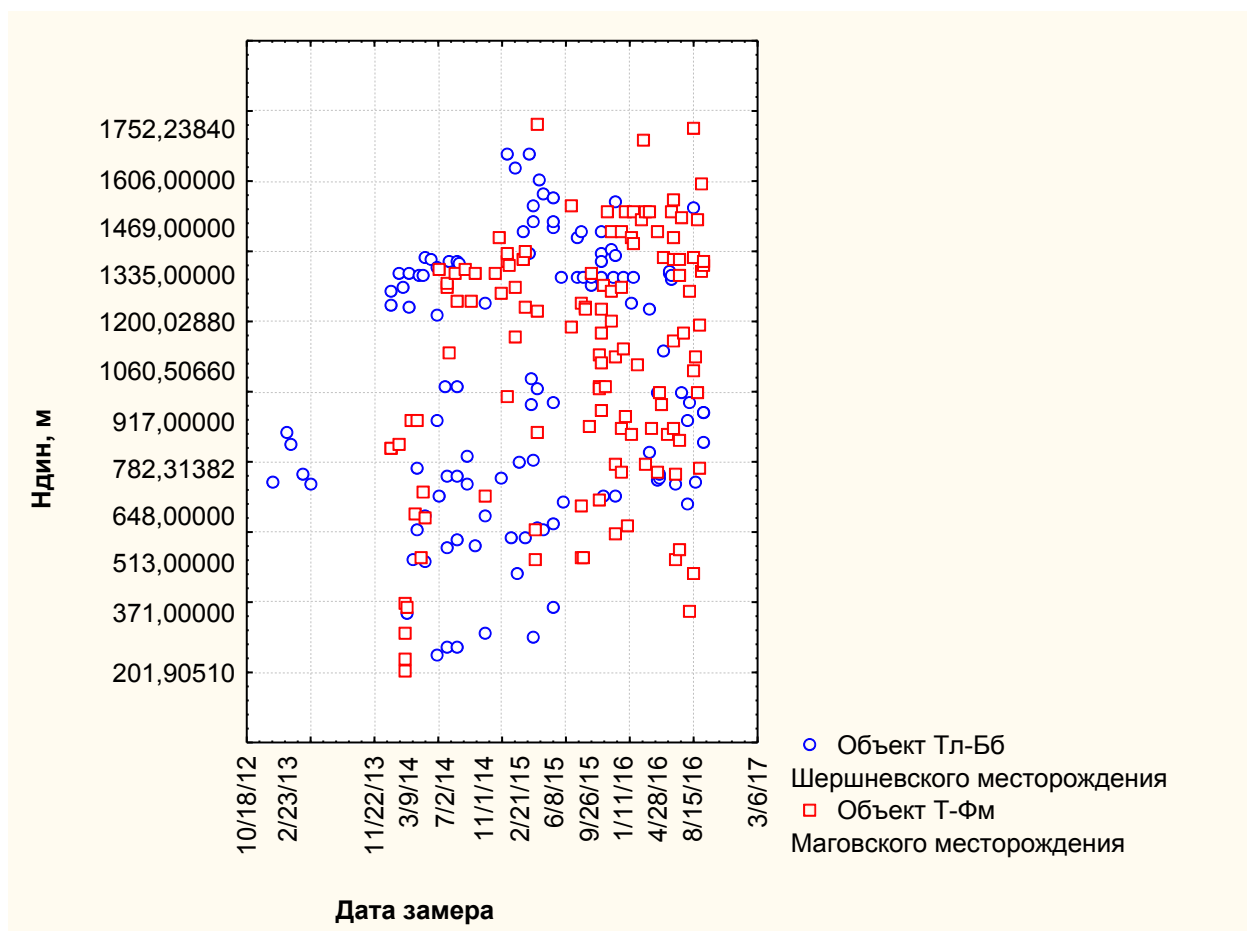


Рисунок 4.2 – Поле корреляции между динамическим уровнем и временем замера

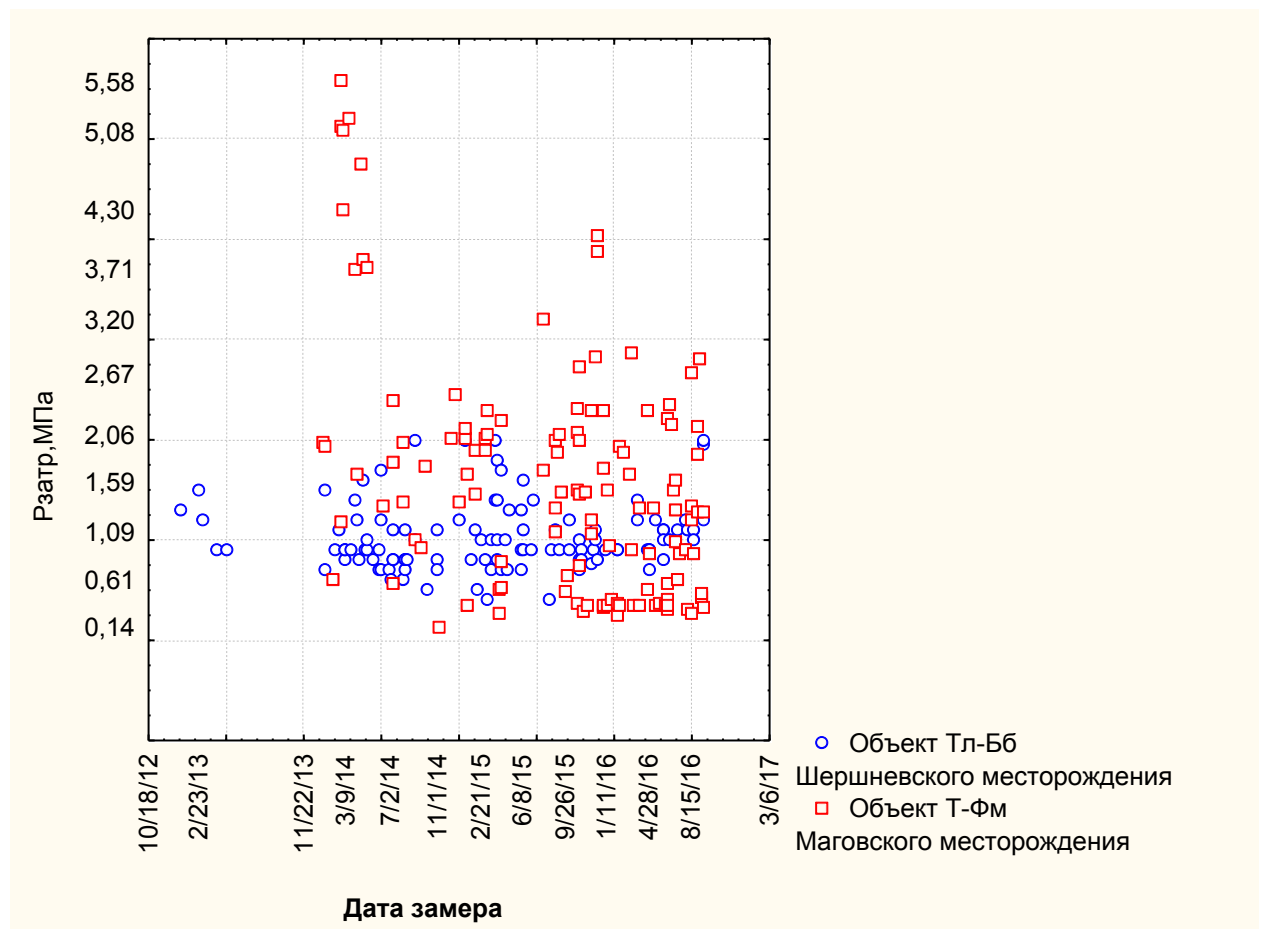


Рисунок 4.3 – Поле корреляции между затрубным давлением и временем замера

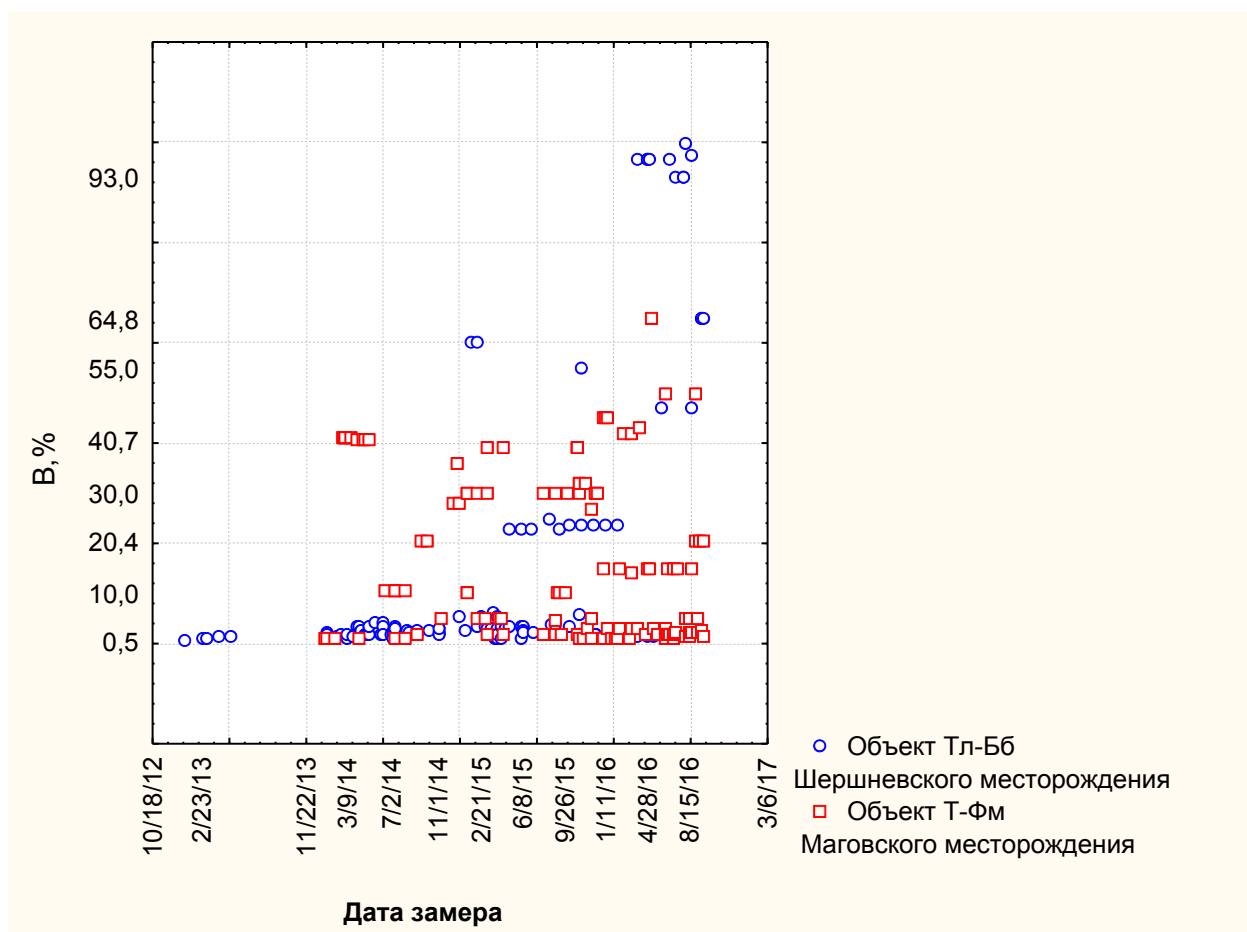


Рисунок 4.4 – Поле корреляции между обводненностью и временем замера

Изменение дебитов жидкости во времени приведено на рисунке 4.5. Корреляция между дебитами жидкости и временем замера для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения слабо снижается ($r=(-0,11)$; $p=0,26$), для объекта разработки Т-Фм – снижение более интенсивное ($r=(-0,44)$; $p=0,00001$).

Изменение дебитов нефти во времени отражено на рисунке 4.6.

С течением времени значения Q_n статистически закономерно снижаются в обоих случаях. Количественно об этом свидетельствует статистически значимые обратные корреляционные связи ($r=(-0,47)$; $p=0,0000$; $r=(-0,45)$; $p=0,0000$).

Поля корреляции между глубиной скважины до водо-нефтяного контакта ($ВНК-H_{ВНК}$ (м)) и временем замера приведены на рисунке 4.7.

Из анализа диаграмм видно, что между $H_{ВНК}$ и T наблюдается слабая положительная корреляция ($r=0,23$; $p=0,012$) для пласта Тл-Бб Шершневого месторождения, для пласта Т-Фм Маговского месторождения она также положительная ($r=0,09$; $p=0,095$).

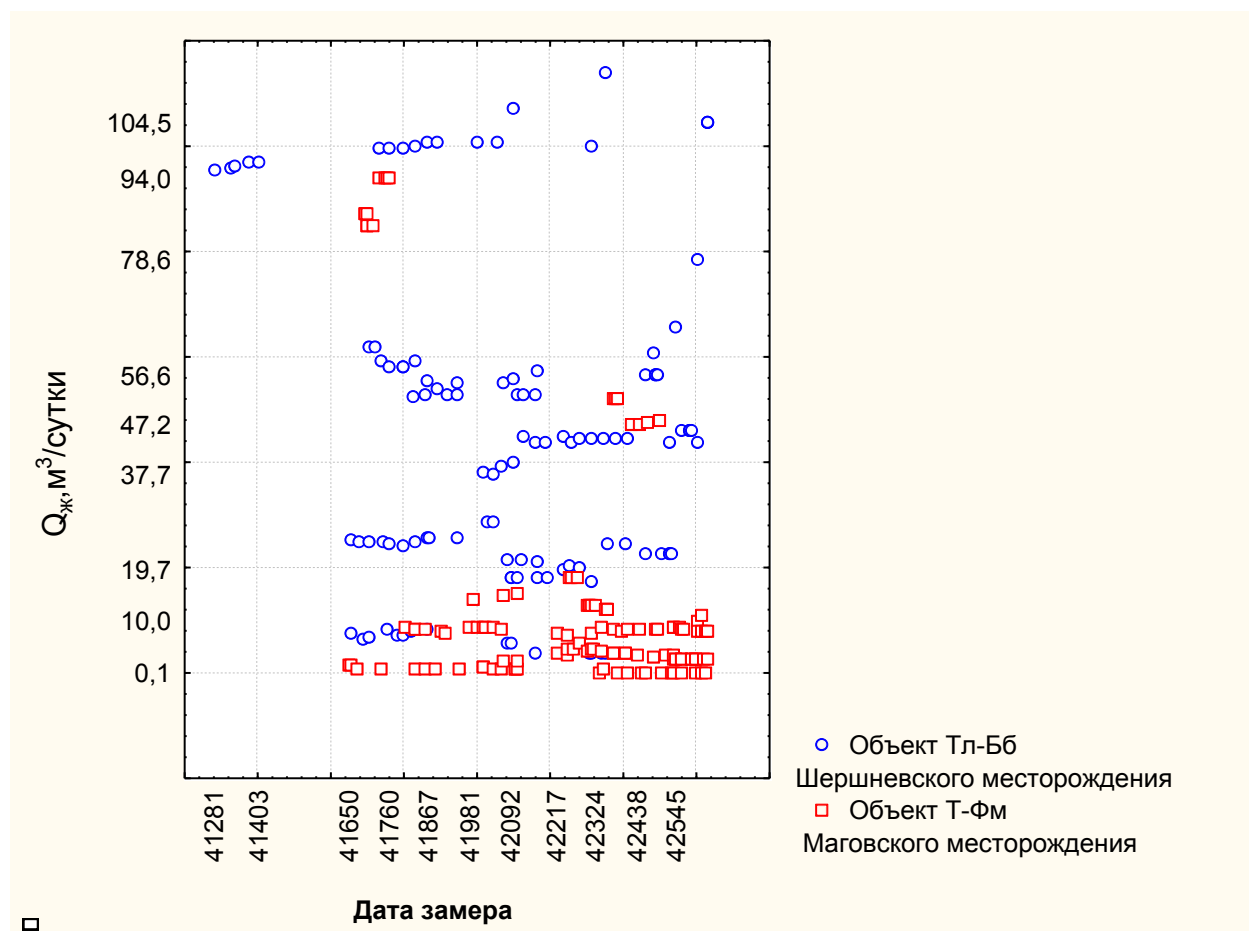


Рисунок 4.5 – Поле корреляции между дебитами жидкости и временем замера

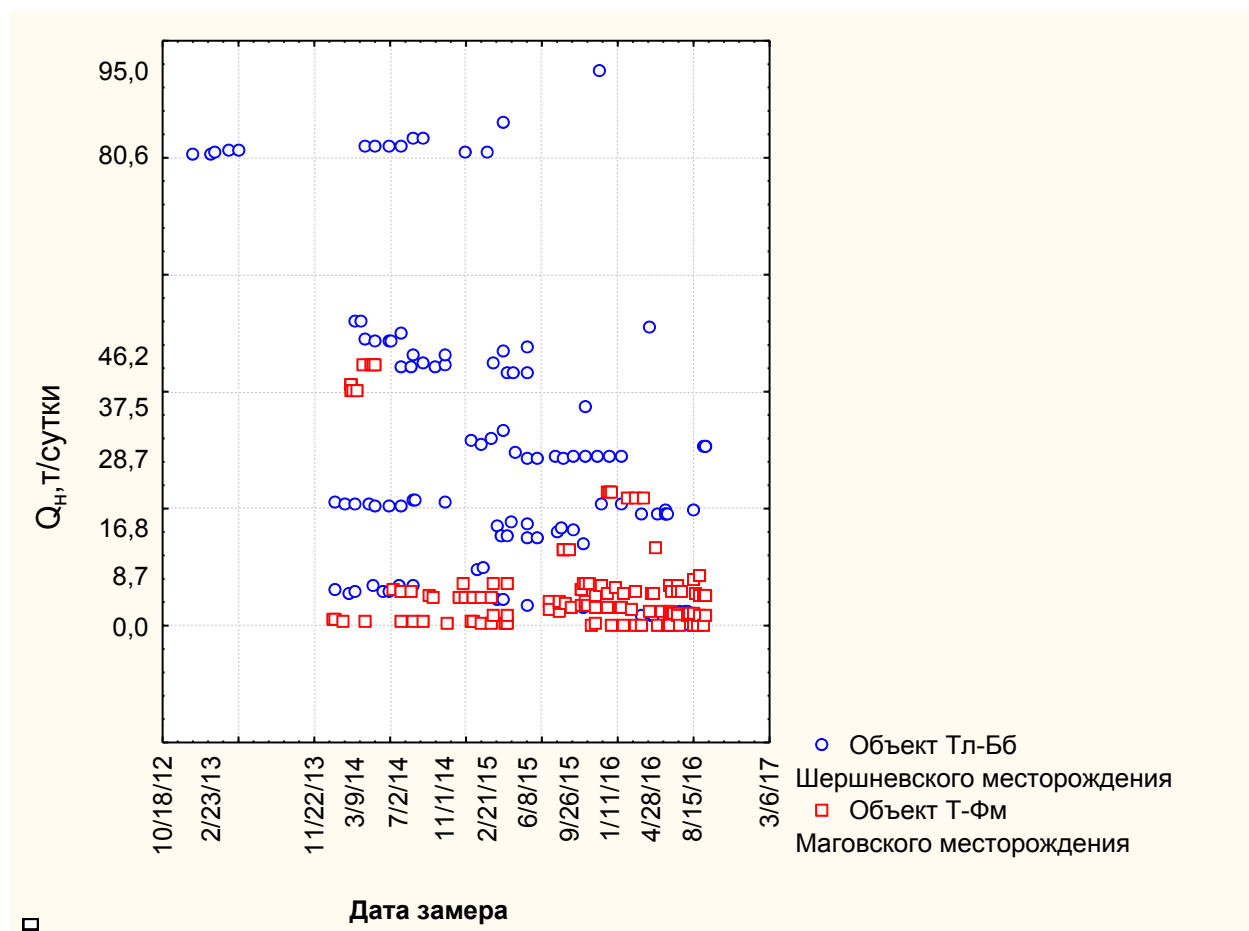


Рисунок 4.6 – Поле корреляции между дебитами нефти и временем замера

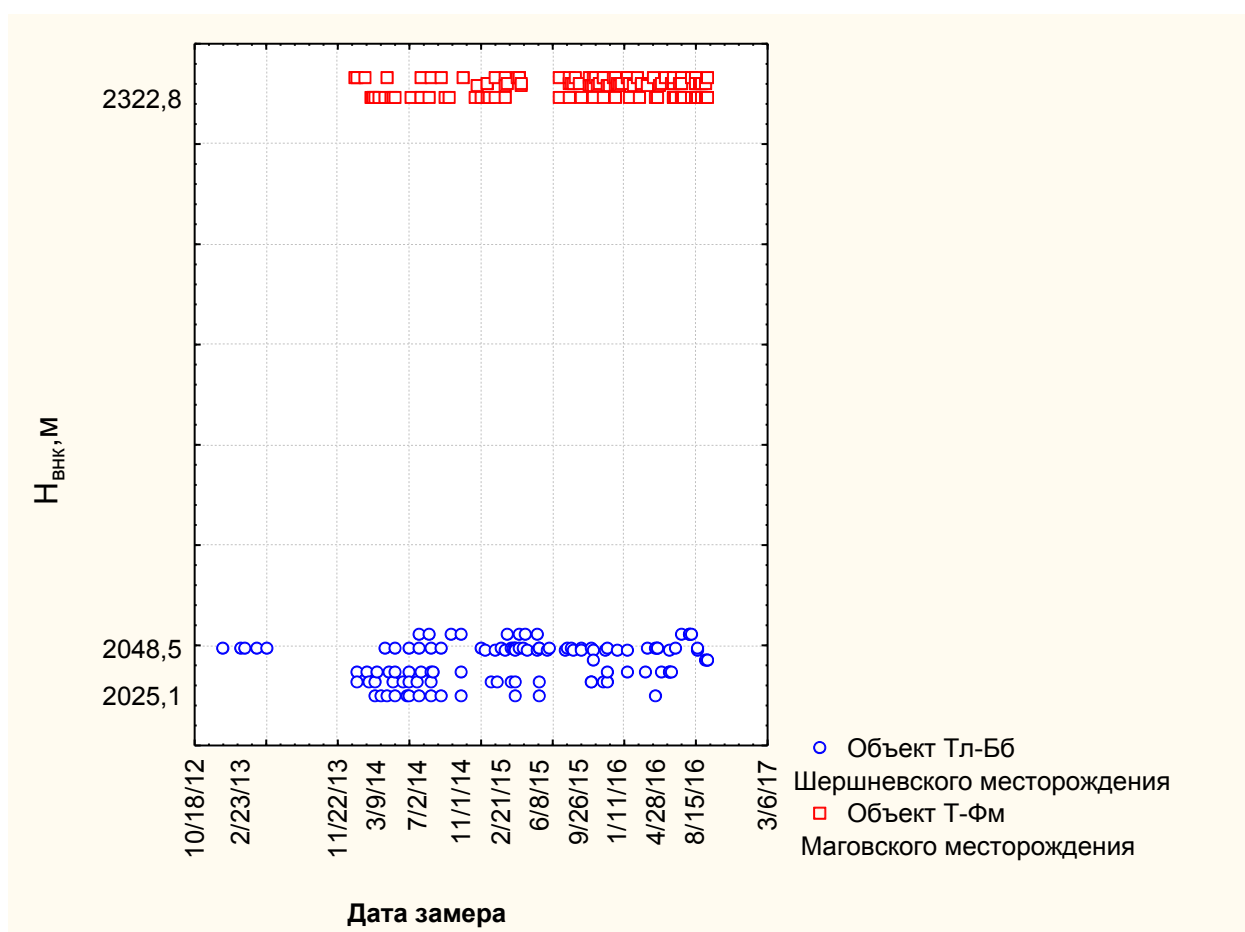


Рисунок 4.7 – Поле корреляции между $H_{\text{внк}}$ и T

Поля корреляции между глубиной спуска насоса по вертикали ($H_{\text{нас}}$ (м)) и временем замера приведено на рисунке 4.8, где видно, что между $H_{\text{нас}}$ и T наблюдаются обратные корреляционные связи, как для пласта Тл-Бб Шершневого ($r=(-0,36)$; $p=0,00007$), так и для пласта Т-Фм Маговского ($r=(-0,15)$; $p=0,095$) месторождений.

Поля корреляции между глубиной погружения насоса под динамический уровень ($H_{\text{погр}}$ (м)) и временем замера приведено на рисунке 4.9.

Между глубиной погружения насоса под динамический уровень и временем замера наблюдаются обратные корреляционные связи для обоих изучаемых объектов разработки: для Тл-Бб ($r=(-0,29)$; $p=0,0016$), для Т-Фм ($r=(-0,31)$; $p=0,0003$).

Для более полного анализа изучаемых данных вычислены коэффициенты корреляции. Следует отметить, что коэффициенты вычислены не только между показателями и значениями забойного давления, но и взаимные, между изучаемыми показателями (табл. 4.1).

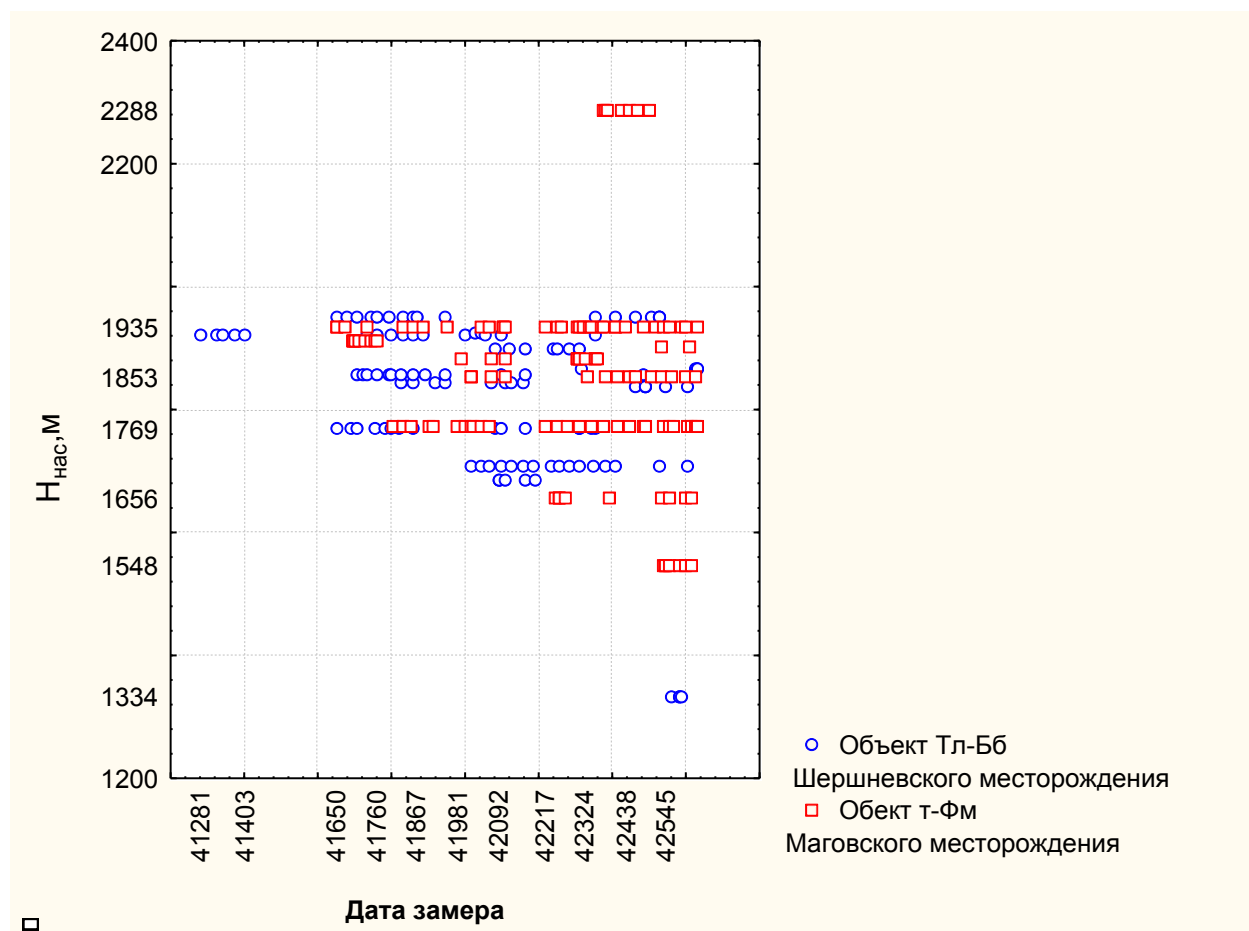


Рисунок 4.8 – Поле корреляции между глубиной спуска насоса и временем замера

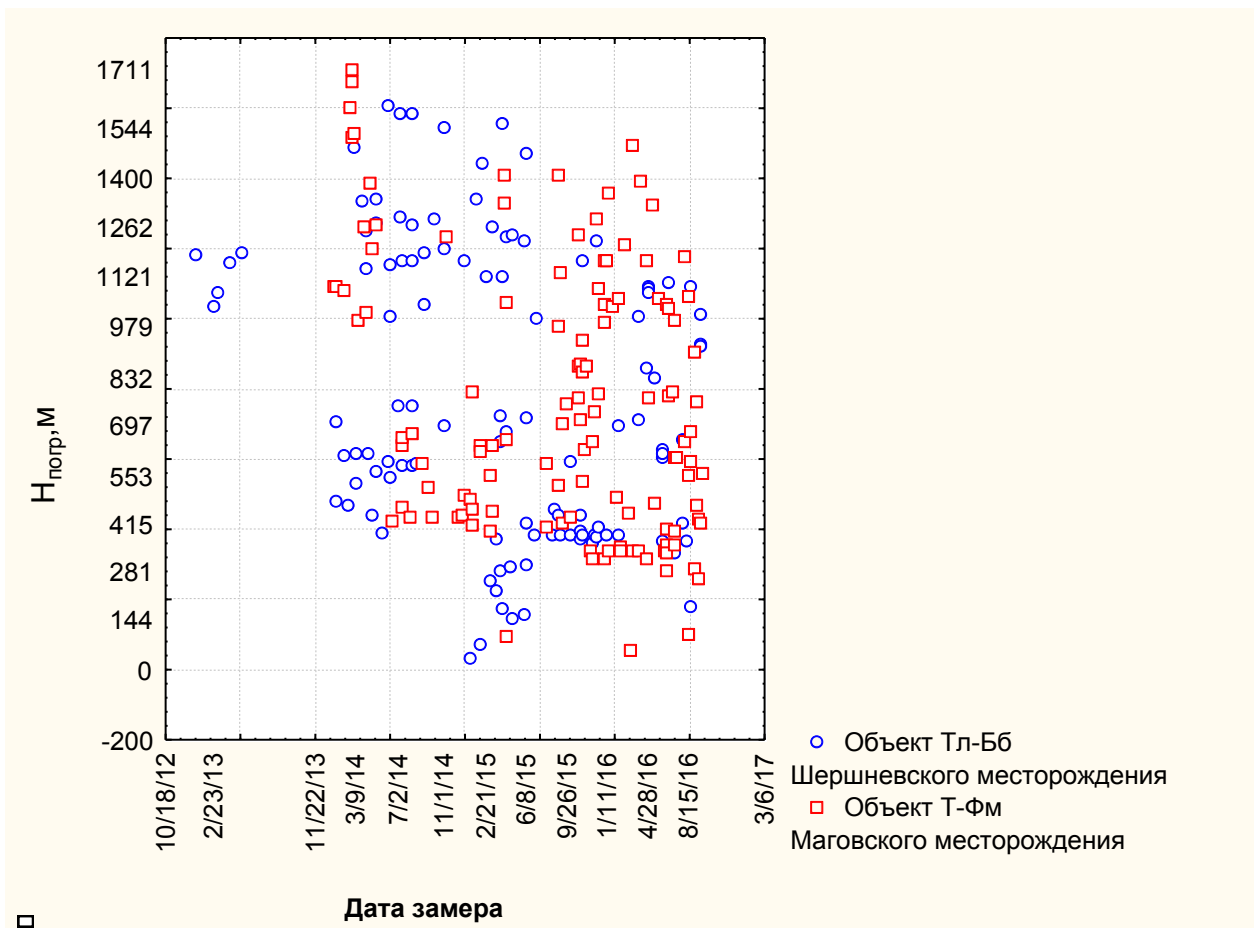


Рисунок 4.9 – Поле корреляции между глубиной погружения насоса и временем замера

Таблица 4.1

Корреляционная матрица (верхняя строка – объект разработки Тл-Бб
Шершневого, нижняя – объект разработки Т-Фм Маговского месторождений)

	Рзаб	Нд	Рзатр	В	Qж	Qн	Н _{внк}	Н _{нас}	Н _{погр}
Рзаб	<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,53*</u> -0,56*	<u>0,16</u> 0,53*	<u>0,34*</u> 0,40*	<u>0,51*</u> 0,50*	<u>0,34*</u> 0,52*	<u>0,41*</u> -0,43*	<u>-0,19</u> -0,32*	<u>0,43*</u> 0,39*
Нд		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,02</u> -0,30*	<u>-0,15</u> -0,20	<u>-0,58*</u> 0,49*	<u>-0,48*</u> -0,50*	<u>0,05</u> 0,13	<u>-0,11</u> 0,00	<u>-0,95*</u> -0,92*
Рзатр			<u>1,00</u> 1,00	<u>0,03</u> 0,47	<u>0,25*</u> 0,64*	<u>0,17</u> 0,65*	<u>0,16</u> -0,41*	<u>-0,05</u> 0,00	<u>-0,04</u> 0,28*
В				<u>1,00</u> 1,00	<u>0,21*</u> 0,67*	<u>-0,37*</u> 0,63*	<u>0,32*</u> -0,45*	<u>-0,44*</u> 0,39*	<u>0,00</u> 0,34*
Qж					<u>1,00</u> 1,00	<u>0,81*</u> 0,99*	<u>0,33*</u> -0,39*	<u>0,22*</u> 0,35*	<u>0,59*</u> 0,59*
Qн						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,16</u> -0,41*	<u>0,40*</u> 0,29*	<u>0,56*</u> 0,58*
Н _{внк}							<u>1,00</u> 1,00	<u>0,28*</u> 0,43*	<u>0,24</u> 0,05
Н _{нас}								<u>1,00</u> 1,00	<u>0,41*</u> 0,39*
Н _{погр}									<u>1,00</u> 1,00

Примечание: *значимые корреляционные связи

Анализ величин коэффициентов корреляции показал, что влияние показателей на величину забойного давления изменяется в широком диапазоне, от отрицательных до положительных значений: от минус 0,56 до плюс 0,53. Для анализа построены корреляционные поля между забойным давлением и показателями эксплуатации скважин.

Корреляционная зависимость $P_{заб}$ от H_d приведена на рисунке 4.10.

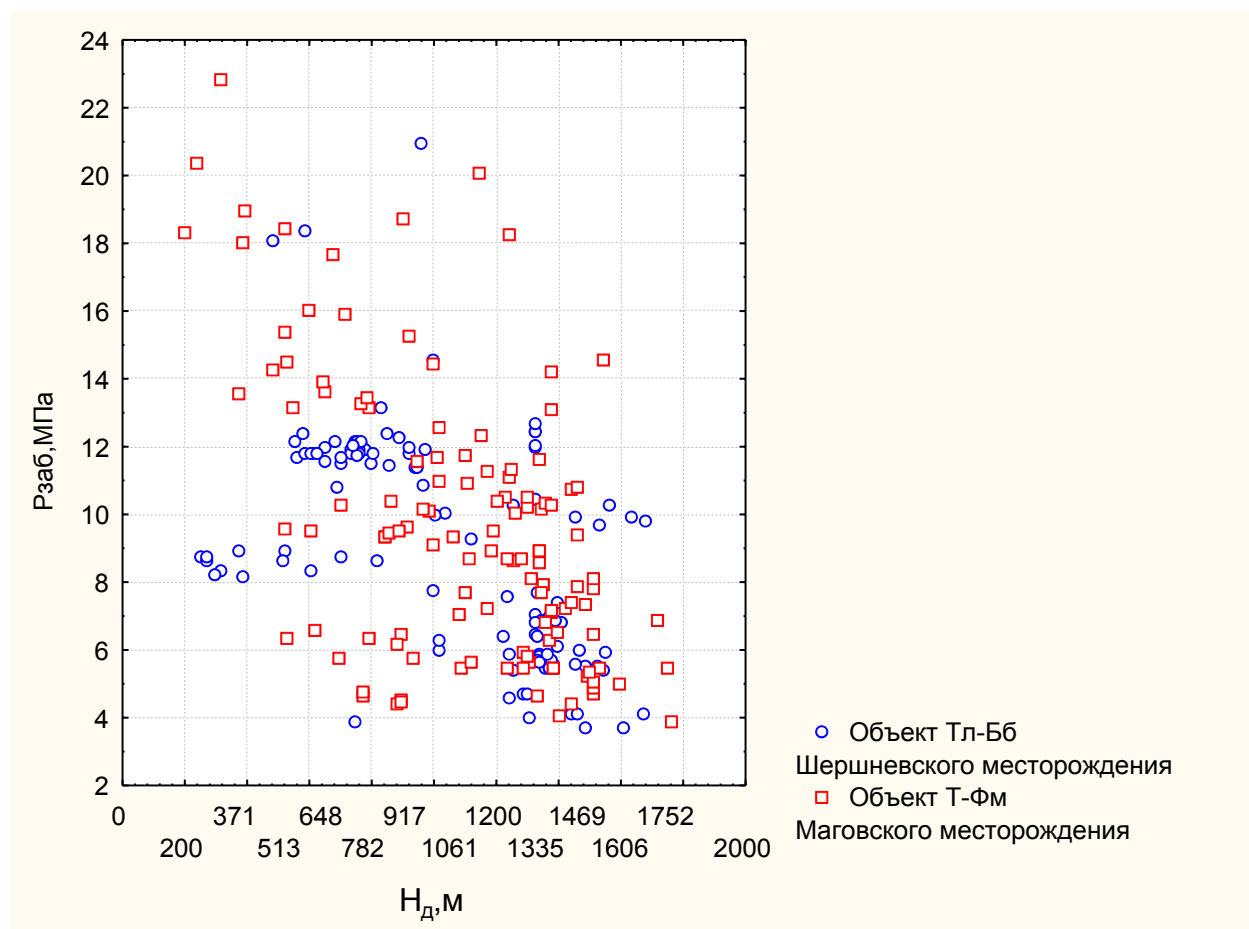


Рисунок 4.10 – Поля корреляции между забойными давлениями и динамическими уровнями

Здесь прослеживается одинаковая тенденция, заключающаяся в том, что при увеличении значений H_d величина $P_{заб}$ статистически снижается. Для пласта Тл-Бб Шершневого месторождения количественно это подтверждено значением $r=(-0,53)$, для пласта Т-Фм – $r=(-0,56)$ (табл. 4.1).

Зависимость $P_{заб}$ от $P_{затр}$ приведена на рисунке 4.11.

Анализ данных корреляционных полей показывает, что величины забойного и затрубного давлений контролируют друг друга по-разному для изучаемых объектов разработки. Для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения значение $r=0,16$ и является статистически незначимым (табл. 4.1). Для объекта разработки Т-Фм Маговского месторождения наблюдается значимая корреляционная **связь-0,53**.

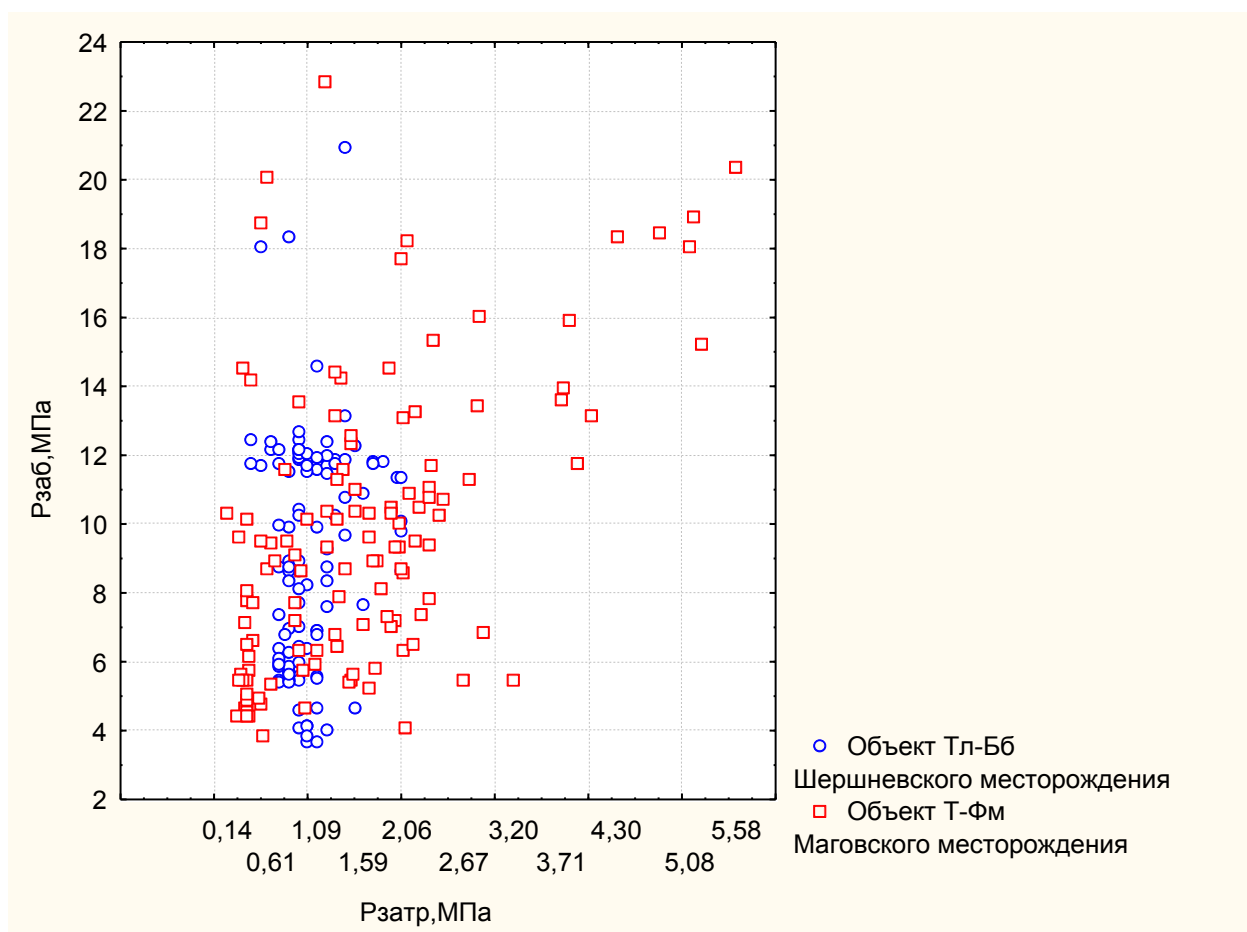


Рисунок 4.11 – Поля корреляции между забойным и затрубным давлениями

Корреляционные поля между забойным давлением и обводненностью добываемой продукции представлены на рисунке 4.12.

Между $P_{заб}$ и B на различных участках поля корреляции имеются различные взаимосоотношения, особенно это проявляется в левой части корреляционного поля. Здесь значения B расположены в очень узком интервале значений, тогда как величина забойного давления варьируется значительно. Коэффициент корреляции $r=0,34$; это значение, в основном, формируется за счет обводненности в интервале более 23%. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения корреляционное поле более однородное, что подтверждается более высоким значением $r=0,40$.

Корреляционные поля между $P_{заб}$ и $Q_{ж}$ приведены на рисунке 4.13.

При увеличении значений $Q_{ж}$ величина $P_{заб}$ статистически закономерно повышается как для объекта разработки Тл-Бб Шершневого, так и для объекта разработки Т-Фм Маговского месторождений. Количественно это подтверждено статистически значимыми коэффициентами r (табл. 4.1). Здесь необходимо отметить, что соотношения между $Q_{ж}$ и $P_{заб}$ для изучаемых объектов разработки значительно отличаются.

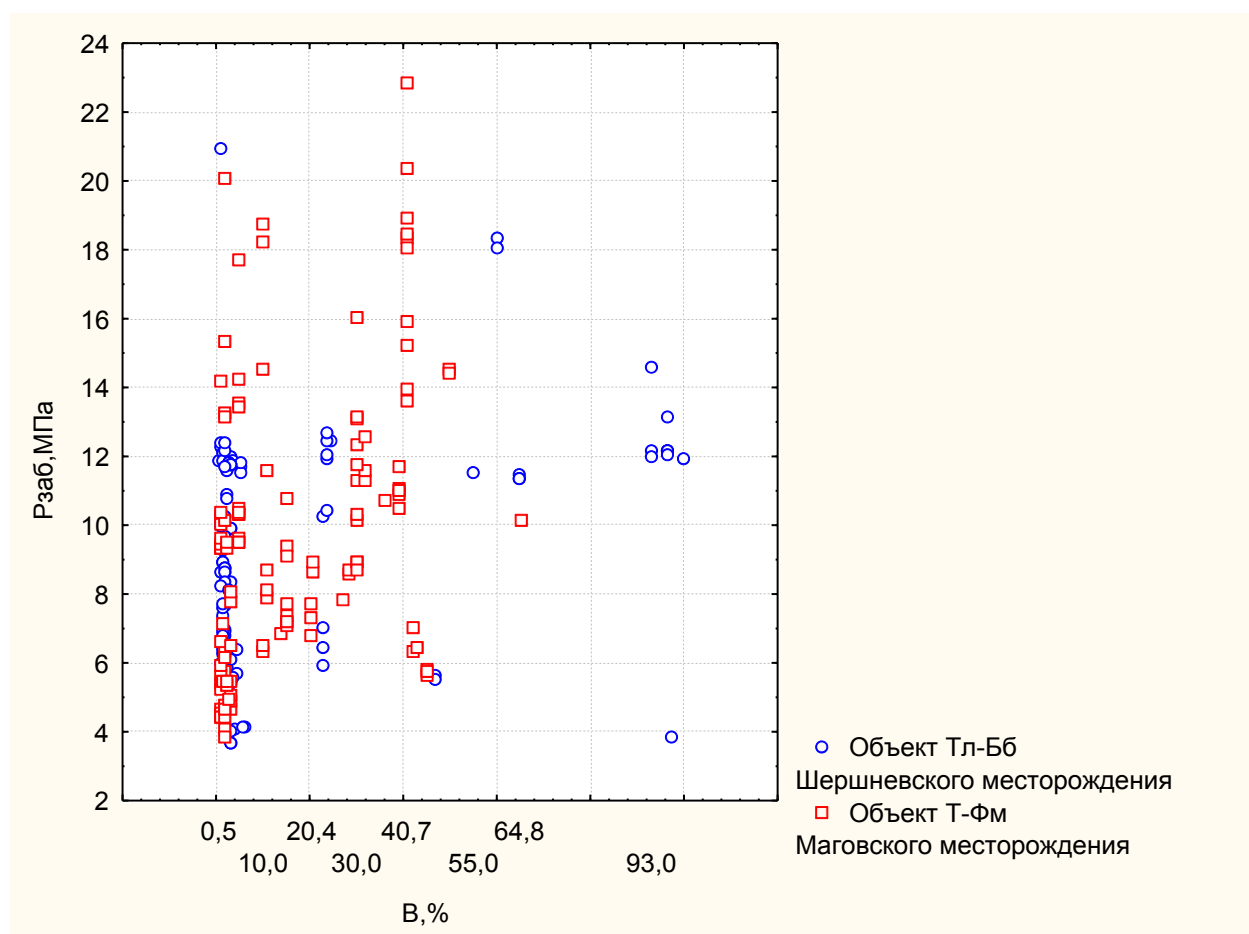


Рисунок 4.12 – Поля корреляции между $P_{заб}$ от B

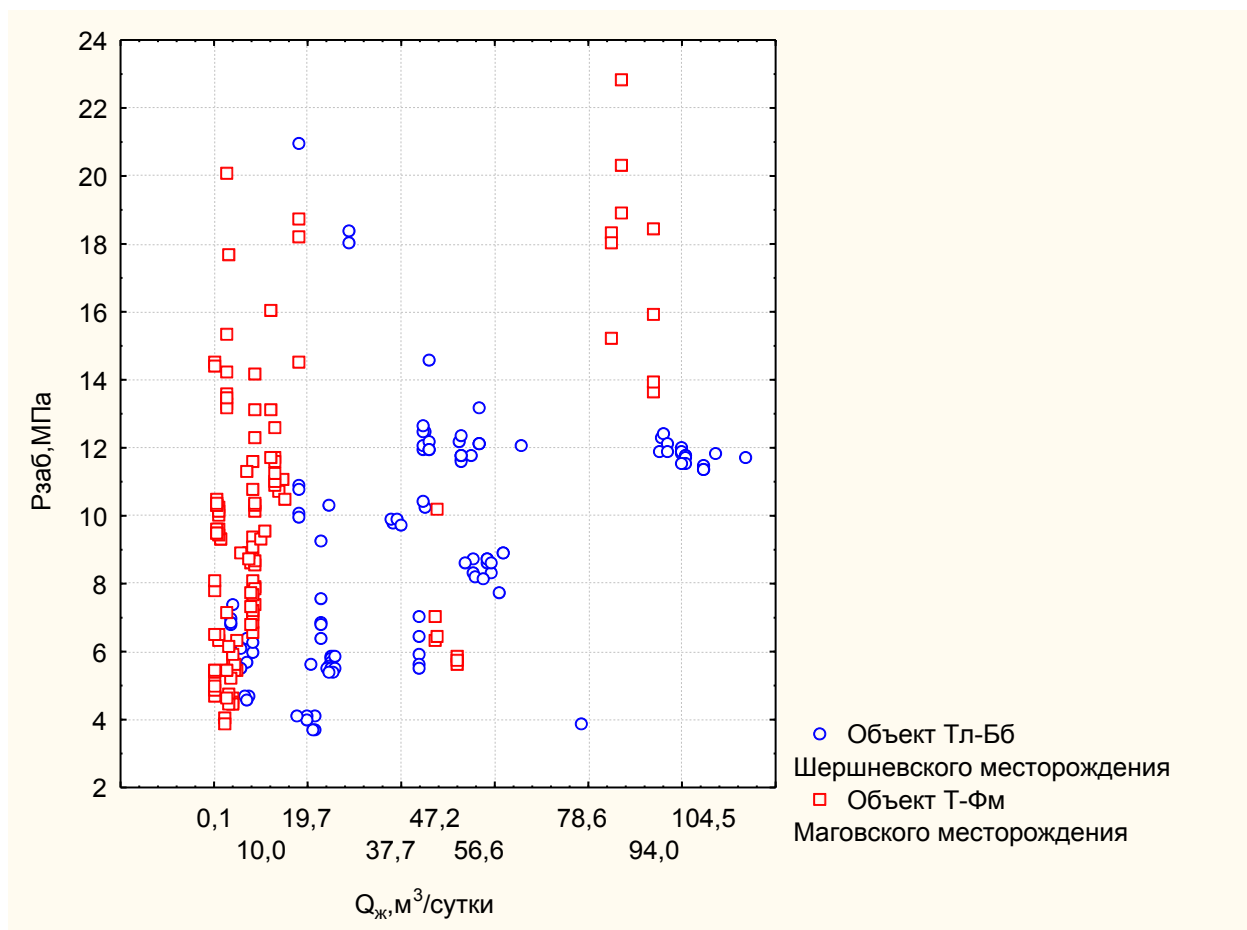


Рисунок 4.13 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $R_{заб}$

Корреляционные поля между $R_{заб}$ и $Q_{н}$ приведены на рисунке 4.14.

Корреляционное поле для пласта Тл-Бб Шершневого месторождения имеет достаточно сложный вид. На визуальном уровне здесь можно выделить два подполя даже в пределах незначительного изменения значений $Q_{н}$ (0-9,7т/сутки). Для пласта Т-Фм Маговского месторождения корреляция между $Q_{н}$ и $R_{заб}$ более тесная.

Поля корреляции между $R_{заб}$ от $H_{внк}$ приведены на рисунке 4.15.

Для пласта Тл-Бб Шершневого месторождения при увеличении значений $H_{внк}$ величина $R_{заб}$ повышается. Коэффициент корреляции $r=0,41$ (табл. 4.1). Для пласта Т-Фм Маговского месторождения корреляция между $H_{внк}$ и $R_{заб}$ более тесная, но отрицательная.

Поля корреляции между $R_{заб}$ и $H_{нас}$ приведены на рисунке 4.16.

Для пласта Тл-Бб Шершневого месторождения корреляционное поле характеризуется отсутствием корреляционной связи между данными показателями ($r=(-0,19)$) (табл. 4.1). Для пласта Т-Фм Маговского месторождения корреляция между $H_{нас}$ и $R_{заб}$ отрицательная статистически значимая.

Сопоставление $R_{заб}$ с $H_{погр}$ приведено на рисунке 4.17.

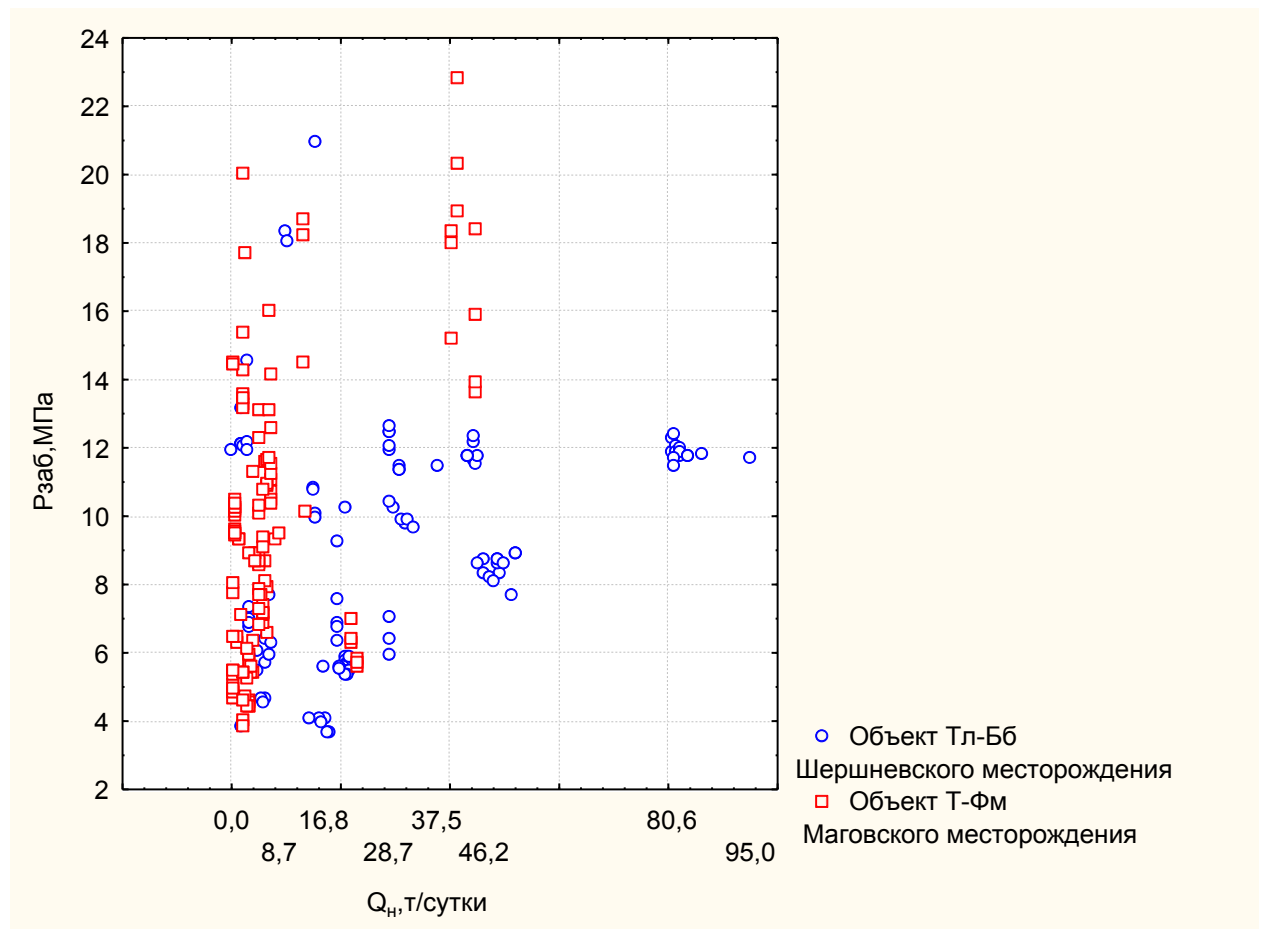


Рисунок 4.14 – Поля корреляции между Q_n и $P_{заб}$

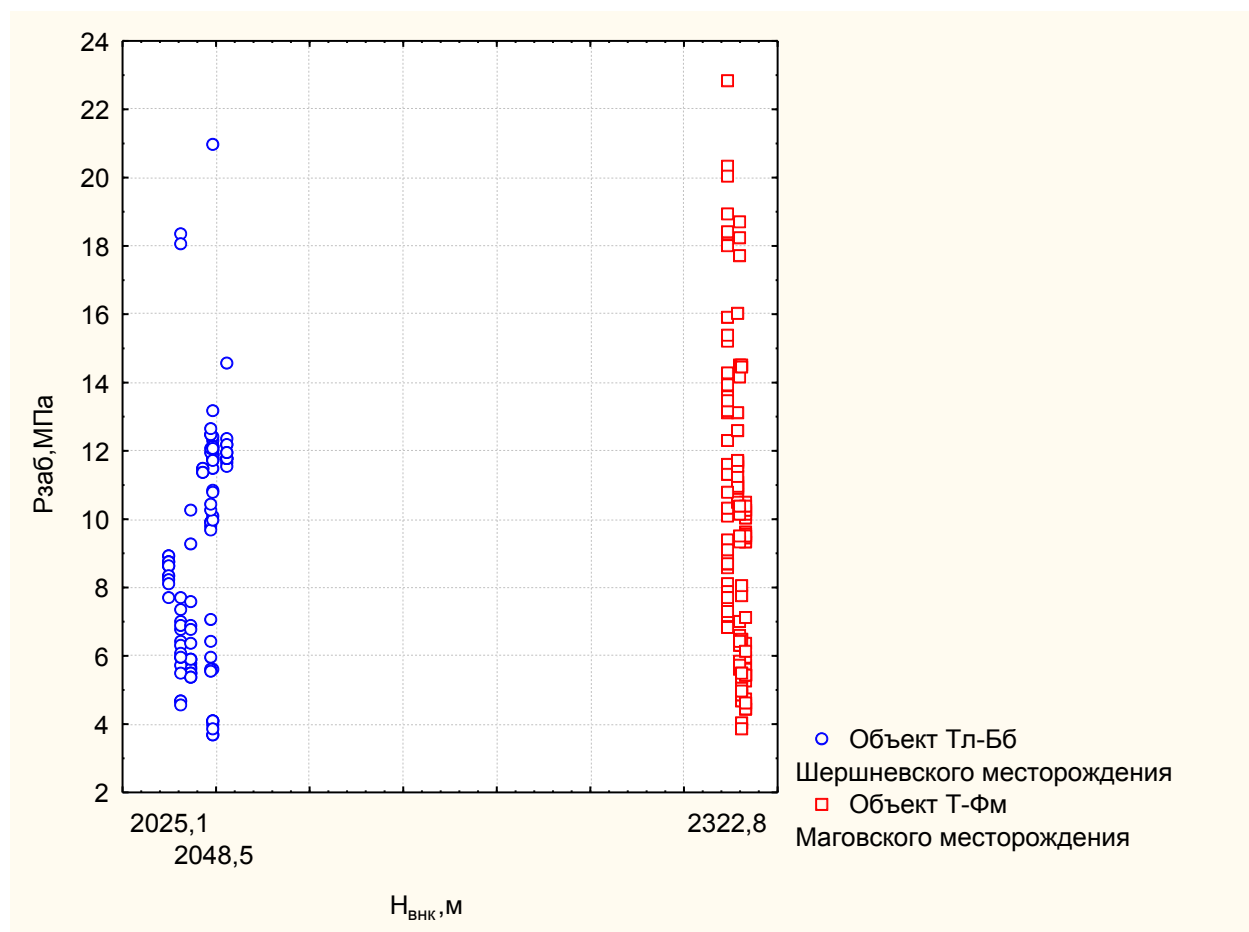


Рисунок 4.15 – Поля корреляции между $H_{\text{ВНК}}$ и $P_{\text{заб}}$

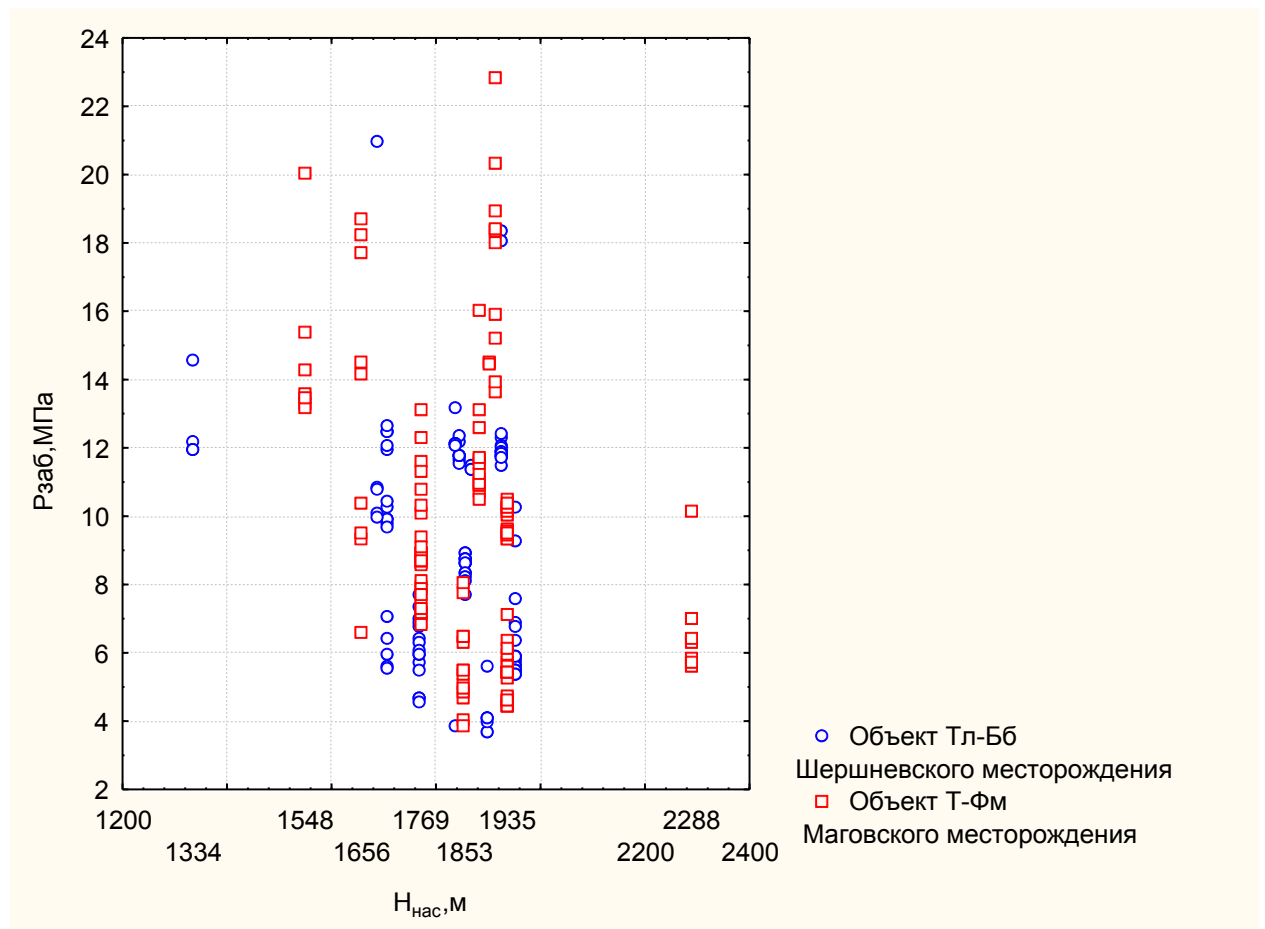
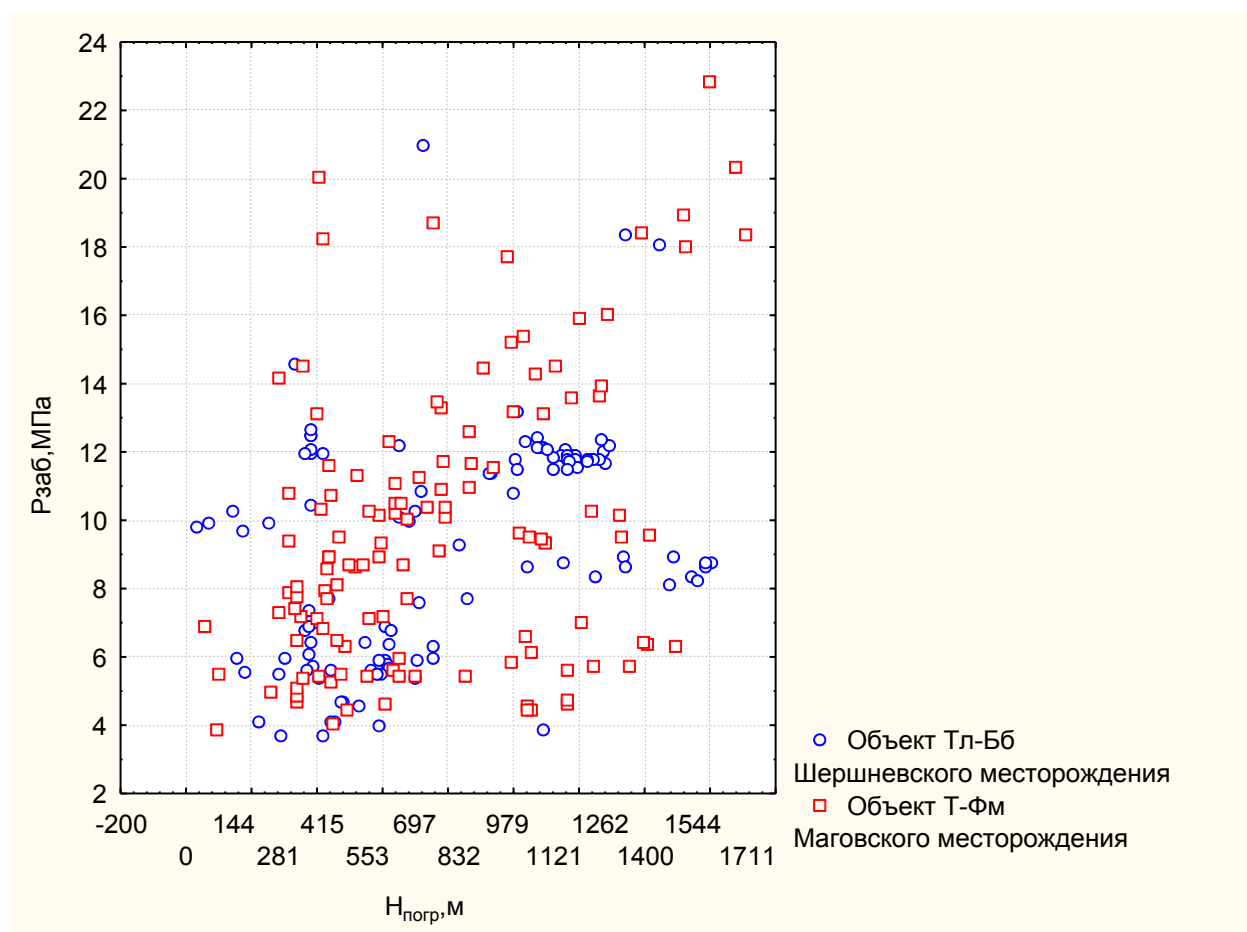


Рисунок 4.16 – Поля корреляции между $H_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}}$



Распределение значений $H_{\text{погр}}$ и $R_{\text{заб}}$ показывает, что прослеживается тенденция совместного статистического увеличения данных показателей, о чем свидетельствуют тесные прямые корреляции при $r=0,43$; $0,39$ (табл. 4.1).

Все анализируемые корреляционные поля в совокупности со значениями коэффициентов r показывают, что на величину $R_{\text{заб}}$ показатели влияют различно как по направлению, так и по силе. Об этом на количественном уровне убедительно свидетельствуют значения r , которые изменяются в широком диапазоне от минус $0,56$ до плюс $0,53$.

Сами показатели также коррелируются между собой различно. Значения r изменяются в очень широком диапазоне от минус $0,95$ до плюс $0,99$ (табл. 4.1).

В результате анализа вышеприведенных корреляционных полей, их анализа, а также значений коэффициентов r , приведенных в таблице 4.1, можно утверждать, что они могут влиять на значения $R_{\text{заб}}$ по-разному, как по силе влияния, так и по его направлению во времени.

Таким образом, для учета многообразия различных, в ряде случаев разно направленных влияний изучаемых показателей на $R_{\text{заб}}$, построим многомерные модели с учетом времени с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА). Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемой модели выполним при помощи метода наименьших квадратов. Под регрессионным анализом понимается статистический метод исследования зависимостей между

зависимой переменной Y и одной или несколькими независимыми переменными X_1, X_2, X_p . Зависимый признак в регрессионном анализе называется результирующим, независимый – факторным. Обычно на зависимую переменную действуют сразу несколько факторов. Совокупное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную учитывается благодаря множественной регрессии.

В общем случае множественную регрессию оценивают параметры линейного уравнения вида:

$$Y = a + b_1 X_1 + b_2 X_2 + \dots + b_p X_p. \quad (24)$$

В данном уравнении регрессионные коэффициенты (b-коэффициенты) представляют независимые вклады каждой независимой переменной в предсказание зависимой переменной. Линия регрессии выражает наилучшее предсказание зависимой переменной (Y) по независимым переменным (X). В нашем случае в качестве зависимого признака выступает Рзаб, а в качестве независимых факторов – значения $T, H_d, P_{затр}, B, Q_{ж}, Q_n, H_{внк}, H_{нас}, H_{погр}$.

Для решения задачи регрессионного анализа методом наименьших квадратов вводится понятие функции невязки:

$$\sigma(\bar{b}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M (Y_k - \hat{Y}_k)^2. \quad (25)$$

Условие минимума функции невязки:

$$\left\{ \frac{d\sigma(\bar{b})}{db_i} = 0 \right\}_{i=0 \dots N} \Leftrightarrow \left\{ \begin{aligned} \sum_{i=1}^M y_i &= \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N b_j x_{i,j} + b_0 M \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,k} &= \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N b_j x_{i,j} x_{i,k} + M b_0 \sum_{i=1}^M x_{i,k} \end{aligned} \right\}_{k=1 \dots N}. \quad (26)$$

Полученная система является системой $N + 1$ линейных уравнений с $N + 1$ неизвестными $b_0 \dots b_N$.

Если представить свободные члены левой части уравнения матрицей

$$B = \left\{ \begin{aligned} &\sum_{i=1}^M y_i \\ &\sum_{i=1}^M y_i x_{i,1} \\ &\dots \\ &\sum_{i=1}^M y_i x_{i,N} \end{aligned} \right\}, \quad (27)$$

а коэффициенты при неизвестных в правой части матрицей

$$A = \left\{ \begin{array}{ccccc} M & \sum_{i=1}^M x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} \\ \sum_{i=1}^M x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,1}x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,2}x_{i,1} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N}x_{i,1} \\ \sum_{i=1}^M x_{i,2} & \sum_{i=1}^M x_{i,1}x_{i,2} & \sum_{i=1}^M x_{i,2}x_{i,2} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N}x_{i,2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sum_{i=1}^M x_{i,N} & \sum_{i=1}^M x_{i,1}x_{i,N} & \sum_{i=1}^M x_{i,2}x_{i,N} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N}x_{i,N} \end{array} \right\}, \quad (28)$$

то получаем матричное уравнение: $A \times X = B$, которое легко решается методом Гаусса. Полученная матрица будет матрицей, содержащей коэффициенты уравнения линии регрессии:

$$X = \left\{ \begin{array}{c} b_0 \\ b_1 \\ \dots \\ b_N \end{array} \right\}. \quad (29)$$

Изучение изменений модельных значений $R_{\text{зab}}^M$ в зависимости от изучаемых показателей выполним по данным, сформированным по временному принципу. Для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения первая модель строится по трем данным, т.е. по измерениям значений $R_{\text{зab}}$, выполненным 07.01.2013 г.; 23.02.2013 г.; 06.03.2013 г. Следующая модель будет построена при $n=4$ и так далее до $n=111$. Многомерные модели с учетом данного принципа для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Многомерные модели для вычисления $R_{\text{зab}}^M$

n	Интервал построения моделей по времени -Т	Свободный член-числитель, значение р -знаменатель	Коэффициенты при показателях – числитель, значение р – знаменатель		
			Нд	Рзатр	В
3	7.01.2013-6.03.2013	$\frac{-49,576}{0,15106}$			
4	7.01.2013-4.10.2013	$\frac{9,836}{0,07792}$	$\frac{0,00287}{0,11582}$		
5	7.01.2013-5.9.2014	$\frac{9,679}{0,000989}$	$\frac{0,00306}{0,02996}$		
6	7.01.2013-14.01.2014	$\frac{5,5596}{0,001130}$			
7	7.01.2013-15.01.2014	$\frac{5,522}{0,00045}$			
8	7.01.2013-9.02.2014	$\frac{7,026}{0,013804}$	$\frac{-0,00099}{0,347217}$		

Продолжение таблицы 4.2

9	7.01.2013-19.02.2014	<u>7,278</u> 0,002243	<u>-0,00111</u> 0,186616		
10	7.01.2013-7.03.2014	<u>176,450</u> 0,002243		<u>0,0657</u> 0,765928	
11	7.01.2013-8.03.2014	<u>196,907</u> 0,014407		<u>-0,0752</u> 0,706460	
12	7.01.2013-9.03.2014	<u>3,394</u> 0,000000		<u>0,515894</u> 0,026643	
13	7.01.2013-24.03.2014	<u>72,846</u> 0,000000		<u>0,03797</u> 0,882470	
14	7.01.2013-5.04.2014	<u>78,279</u> 0,225760		<u>-0,03542</u> 0,882470	<u>-0,09891</u> 0,171309
15	7.01.2013-7.04.2014	<u>7,363</u> 0,000224			<u>-0,1243800,027780</u>
16	7.01.2013-13.04.2014	<u>7,363</u> 0,000224	<u>-0,00169</u> 0,022233		<u>-0,128338</u> 0,017104
17	7.01.2013-24.04.2014	<u>2,586</u> 0,001751		<u>1,710633</u> 0,011168	
18	7.01.2013-1.05.2014	<u>2,499</u> 0,001301		<u>1,754687</u> 0,007235	
19	7.01.2013-2.05.2014	<u>2,522</u> 0,000697		<u>1,736543</u> 0,005337	
20	7.01.2013-2.05.2014	<u>2,560</u> 0,000381		<u>1,661086</u> 0,005158	
21	7.01.2013-21.05.2014	<u>13,191</u> 0,032141	<u>0,00110</u> 0,187379	<u>0,71577</u> 0,294451	
22	7.01.2013-5.06.2014	<u>-37,039</u> 0,398676		<u>0,8005</u> 0,202467	
23	7.01.2013-6.06.2014	<u>-36,942</u> 0,388231		<u>0,7873</u> 0,197875	
24	7.01.2013-7.06.2014	<u>18,953</u> 0,000149	<u>0,00124</u> 0,045589		
25	7.01.2013-9.06.2014	<u>-63,695</u> 0,112438			
26	7.01.2013-10.06.2014	<u>-60,771</u> 0,098270			
27	7.01.2013-2.07.2014	<u>-62,453</u> 0,082345			
28	7.01.2013-8.07.2014	<u>-201,802</u> 0,000091	<u>-0,002</u> 0,009622		
29	7.01.2013-9.07.2014	<u>-202,607</u> 0,000066	<u>-0,002</u> 0,009622		
30	7.01.2013-9.07.2014	<u>-201,867</u> 0,000051			
31	7.01.2013-11.07.2014	<u>-201,811</u> 0,000037			
32	7.01.2013-6.08.2014	<u>-228,900</u> 0,000000	<u>-0,002</u> 0,000334		
33	7.01.2013-10.08.2014	<u>-228,882</u> 0,000000	<u>-0,002</u> 0,000255		
34	7.01.2013-10.08.2014	<u>-249,680</u> 0,000000	<u>-0,003</u> 0,000532	<u>0,611</u> 0,273666	
35	7.01.2013-10.08.2014	<u>-228,779</u> 0,000000			

36	7.01.2013-10.08.2014	<u>-257,685</u> 0,000000		<u>1,241</u> 0,020072	<u>0,466</u> 0,006365
37	7.01.2013-16.08.2014	<u>-228,745</u> 0,000000			
38	7.01.2013-6.09.2014	<u>-257,991</u> 0,000000		<u>1,256</u> 0,013356	<u>0,470</u> 0,004385
39	7.01.2013-6.10.2014	<u>-252,105</u> 0,000000	<u>-0,003</u> 0,000007	<u>0,908</u> 0,031211	
40	7.01.2013-1.11.2014	<u>-231,096</u> 0,000000	<u>-0,003</u> 0,000002	<u>1,018</u> 0,005775	<u>0,417</u> 0,006203
41	7.01.2013-1.11.2014	<u>-232,371</u> 0,000000	<u>-0,002</u> 0,000002	<u>1,016</u> 0,005462	<u>0,420</u> 0,005535
42	7.01.2013-2.11.2014	<u>-213,291</u> 0,000000	<u>-0,002</u> 0,000009		
43	7.01.2013-25.12.2014	<u>-232,371</u> 0,000000	<u>-0,003</u> 0,000001	<u>1,017</u> 0,0055095	<u>0,392</u> 0,007889
44	7.01.2013-10.01.2015	<u>-231,708</u> 0,000000		<u>1,050</u> 0,003907	<u>0,394</u> 0,007769
45	7.01.2013-26.01.2015	<u>-231,751</u> 0,000000	<u>-0,003</u> 0,000001	<u>1,039</u> 0,002737	<u>0,378</u> 0,000000
46	7.01.2013-7.02.2015	<u>-210,184</u> 0,000000			<u>0,195</u> 0,000000
47	7.01.2013-11.02.2015	<u>-221,006</u> 0,000000		<u>0,792</u> 0,013953	<u>0,380</u> 0,000000
48	7.01.2013-21.02.2015	<u>-221,077</u> 0,000000		<u>0,770</u> 0,014717	<u>0,369</u> 0,000000
49	7.01.2013-4.03.2015	<u>-217,314</u> 0,000000		<u>0,657</u> 0,024712	<u>0,372</u> 0,000000
50	7.01.2013-10.03.2015	<u>-226,141</u> 0,000000		<u>0,629</u> 0,031961	<u>0,358</u> 0,000000
51	7.01.2013-19.03.2015	<u>-222,904</u> 0,000000		<u>0,574</u> 0,044241	<u>0,359</u> 0,000000
52	7.01.2013-21.03.2015	<u>-206,034</u> 0,000000		<u>0,541</u> 0,165815	<u>0,336</u> 0,000000
53	7.01.2013-29.03.2015	<u>-381,309</u> 0,000000	<u>-0,005</u> 0,000000	<u>2,665</u> 0,000166	<u>0,176</u> 0,000000
54	7.01.2013-30.03.2015	<u>-302,410</u> 0,000007	<u>-0,004</u> 0,000125	<u>1,475</u> 0,056233	<u>0,189</u> 0,000000
55	7.01.2013-2.04.2015	<u>-301,840</u> 0,000007	<u>-0,004</u> 0,000081	<u>1,467</u> 0,051450	<u>0,189</u> 0,000000
56	7.01.2013-3.04.2015	<u>-299,200</u> 0,000005	<u>-0,004</u> 0,000191	<u>1,389</u> 0,058507	<u>0,291</u> 0,007977
57	7.01.2013-4.04.2015	<u>-302,179</u> 0,000004		<u>1,336</u> 0,060790	<u>0,290</u> 0,007795
58	7.01.2013-4.04.2015	<u>-303,204</u> 0,000003	<u>-0,004</u> 0,000093	<u>1,372</u> 0,056421	<u>0,287</u> 0,007479
59	7.01.2013-4.04.2015	<u>-277,845</u> 0,000003		<u>1,081</u> 0,107140	<u>0,306</u> 0,004171
60	7.01.2013-4.04.2015	<u>-275,873</u> 0,000003		<u>1,120</u> 0,088097	<u>0,309</u> 0,003462
61	7.01.2013-25.04.2015	<u>-261,149</u> 0,000009	<u>-0,003</u> 0,000104	<u>1,083</u> 0,106783	<u>0,302</u> 0,005050
62	7.01.2013-2.05.2015	<u>-258,140</u> 0,000005	<u>-0,003</u> 0,000076	<u>1,093</u> 0,0996443	<u>0,306</u> 0,003654

Продолжение таблицы 4.2

63	7.01.2013-2.05.2015	<u>-266,876</u> 0,000002		<u>1,208</u> 0,067638	<u>0,352</u> 0,000416
64	7.01.2013-4.06.2015	<u>-259,362</u> 0,000002	<u>-0,003</u> 0,000018	<u>1,149</u> 0,075622	<u>0,359</u> 0,000270
65	7.01.2013-4.06.2015	<u>-275,958</u> 0,000001	<u>-0,004</u> 0,000004	<u>1,642</u> 0,012919	<u>0,425</u> 0,000031
66	7.01.2013-6.06.2015	<u>-271,951</u> 0,000001	<u>-0,004</u> 0,000004	<u>1,614</u> 0,014012	<u>0,420</u> 0,000033
67	7.01.2013-8.06.2015	<u>-255,219</u> 0,000005	<u>-0,004</u> 0,000005	<u>1,514</u> 0,023689	<u>0,419</u> 0,000051
68	7.01.2013-8.06.2015	<u>-259,786</u> 0,000005	<u>-0,004</u> 0,000005	<u>1,521</u> 0,022264	<u>0,421</u> 0,000041
69	7.01.2013-8.06.2015	<u>-256,450</u> 0,000002	<u>-0,004</u> 0,000005	<u>1,462</u> 0,023840	<u>0,421</u> 0,000037
70	7.01.2013-1.07.2015	<u>-260,824</u> 0,000002	<u>-0,004</u> 0,000005	<u>1,617</u> 0,014023	<u>0,463</u> 0,000037
71	7.01.2013-5.07.2015	<u>-254,014</u> 0,000003	<u>-0,004</u> 0,000005	<u>1,541</u> 0,017459	<u>0,465</u> 0,000006
72	7.01.2013-18.08.2015	<u>-249,410</u> 0,000005	<u>-0,004</u> 0,000010	<u>1,264</u> 0,045348	<u>0,429</u> 0,000019
73	7.01.2013-22.08.2015	<u>-237,560</u> 0,000012	<u>-0,004</u> 0,000009	<u>1,266</u> 0,047229	<u>0,428</u> 0,000023
74	7.01.2013-3.09.2015	<u>-232,151</u> 0,000013	<u>-0,004</u> 0,000008	<u>1,237</u> 0,051276	<u>0,428</u> 0,000021
75	7.01.2013-10.09.2015	<u>-234,997</u> 0,000013	<u>-0,004</u> 0,000010	<u>1,314</u> 0,043929	<u>0,459</u> 0,000008
76	7.01.2013-5.10.2015	<u>-219,599</u> 0,000055	<u>-0,004</u> 0,000019	<u>1,184</u> 0,071868	<u>0,464</u> 0,000009
77	7.01.2013-5.10.2015	<u>-218,554</u> 0,000057	<u>-0,004</u> 0,000019	<u>1,157</u> 0,078026	<u>0,450</u> 0,000012
78	7.01.2013-31.10.2015	<u>-269,339</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000528	<u>1,749</u> 0,010311	<u>0,133</u> 0,000000
79	7.01.2013-2.11.2015	<u>-263,754</u> 0,000000	<u>-0,006</u> 0,000000	<u>1,758</u> 0,010536	<u>0,133</u> 0,000000
80	7.01.2013-2.11.2015	<u>-196,098</u> 0,000256	<u>-0,003</u> 0,000033	<u>0,990</u> 0,134053	<u>0,439</u> 0,000024
81	7.01.2013-5.11.2015	<u>-196,091</u> 0,000232	<u>-0,003</u> 0,000029	<u>0,990</u> 0,134246	<u>0,439</u> 0,000018
82	7.01.2013-6.11.2015	<u>-255,936</u> 0,000001	<u>-0,011</u> 0,000202	<u>1,643</u> 0,018120	<u>0,107</u> 0,000001
83	7.01.2013-3.12.2015	<u>-195,873</u> 0,000354	<u>-0,004</u> 0,000202	<u>1,209</u> 0,072145	<u>0,201</u> 0,000000
84	7.01.2013-3.12.2015	<u>-195,565</u> 0,000332	<u>-0,004</u> 0,000000	<u>1,196</u> 0,073122	<u>0,202</u> 0,000000
85	7.01.2013-15.12.2015	<u>-268,005</u> 0,000000	<u>-0,013</u> 0,000048		<u>0,096</u> 0,000005
86	7.01.2013-15.12.2015	<u>-270,186</u> 0,000000	<u>-0,005</u> 0,000000		<u>0,096</u> 0,000005
87	7.01.2013-16.12.2015	<u>-191,588</u> 0,000343	<u>-0,004</u> 0,000000	<u>1,198</u> 0,067763	<u>0,201</u> 0,000000
88	7.01.2013-10.1.2016	<u>-205,128</u> 0,000331	<u>-0,014</u> 0,000005		<u>0,094</u> 0,000003
89	7.01.2013-8.02.2016	<u>-193,211</u> 0,000435	<u>-0,004</u> 0,000000	<u>1,191</u> 0,076801	<u>0,200</u> 0,000003

90	7.01.2013-10.02.2016	<u>-206,381</u> 0,000396	<u>-0,013</u> 0,000017		<u>0,095</u> 0,000003
91	7.01.2013-1.04.2016	<u>-207,316</u> 0,000365	<u>-0,004</u> 0,000000		<u>0,095</u> 0,000003
92	7.01.2013-2.04.2016	<u>-182,237</u> 0,000982		0,834 0,202340	<u>0,188</u> 0,000001
93	7.01.2013-25.04.2016	<u>-180,311</u> 0,000757	<u>-0,004</u> 0,000000	0,823 0,201792	<u>0,188</u> 0,000001
94	7.01.2013-28.04.2016	<u>31,430</u> 0,000000			<u>0,19088</u> 0,000002
95	7.01.2013-30.04.2016	<u>-171,808</u> 0,001409		0,809 0,216613	<u>0,180</u> 0,000002
96	7.01.2013-2.05.2016	<u>31,788</u> 0,001409			<u>0,180698</u> 0,000003
97	7.01.2013-15.05.2016	<u>30,616</u> 0,001409			<u>0,18438</u> 0,000004
98	7.01.2013-5.06.2016	<u>-179,071</u> 0,001523	<u>-0,004</u> 0,000001	1,025 0,134635	<u>0,156</u> 0,000039
99	7.01.2013-6.06.2016	<u>-179,247</u> 0,001450	<u>-0,004</u> 0,000001	1,048 0,124271	<u>0,156</u> 0,000039
100	7.01.2013-8.06.2016	<u>-179,453</u> 0,001367	<u>-0,004</u> 0,000001	1,0066 0,115911	<u>0,155</u> 0,000037
101	7.01.2013-22.06.2016	<u>-179,591</u> 0,001286	<u>-0,004</u> 0,000000	1,071 0,122515	<u>0,155</u> 0,000035
102	7.01.2013-22.06.2016	<u>-179,568</u> 0,001210	<u>-0,004</u> 0,000000	1,070 0,110535	<u>0,155</u> 0,000024
103	7.01.2013-10.07.2016	<u>-185,382</u> 0,000940	<u>-0,004</u> 0,000000	1,048 0,121914	<u>0,139</u> 0,000094
104	7.01.2013-30.07.2016	<u>-186,378</u> 0,001227	<u>-0,004</u> 0,000002	1,103 0,144103	<u>0,124</u> 0,000546
105	7.01.2013-31.07.2016	<u>-189,908</u> 0,001127	<u>-0,004</u> 0,000003	1,035 0,141698	<u>0,115</u> 0,001360
106	7.01.2013-7.08.2016	<u>-206,171</u> 0,000218	<u>-0,004</u> 0,000002	1,110 0,110391	<u>0,116</u> 0,000559
107	7.01.2013-20.08.2016	<u>-210,600</u> 0,000185	<u>-0,004</u> 0,000002	1,084 0,122458	<u>0,107</u> 0,001297
108	7.01.2013-22.08.2016	<u>-210,335</u> 0,000945	<u>-0,004</u> 0,000001		
109	7.01.2013-15.09.2016	<u>-208,446</u> 0,000932	<u>-0,004</u> 0,000001		
110	7.01.2013-17.09.2016	<u>-257,376</u> 0,000003	<u>-0,009</u> 0,000029		
111	7.01.2013-18.09.2016	<u>-206,749</u> 0,000831	<u>-0,004</u> 0,000000	0,714 0,317047	

n	Интервал построения моделей по времени - T	Коэффициенты при показателях – числитель, значение p – знаменатель					R – числитель, значение p – знаменатель
		Q _ж	Q _н	H _{внк}	H _{нас}	H _{погр}	R – числитель, значение p – знаменатель
3	7.01.2013- 6.03.2013	<u>0,6452</u> 0,1225					<u>0,991</u> <0,1220
4	7.01.2013- 4.10.2013						<u>0,884</u> <0,1158
5	7.01.2013- 5.9.2014						<u>0,913</u> <0,0299
6	7.01.2013- 14.01.2014	<u>0,10831</u> 0,000197				<u>-0,0034</u> 0,02097	<u>0,999</u> <0,00003
7	7.01.2013- 15.01.2014	<u>0,108167</u> 0,000012				<u>-0,0033</u> 0,004499	<u>0,999</u> <0,00000
8	7.01.2013- 9.02.2014	<u>0,106048</u> 0,000054				<u>-0,00384</u> 0,002282	<u>0,999</u> <0,00000
9	7.01.2013- 19.02.2014	<u>0,106044</u> 0,000006				<u>-0,00397</u> 0,005667	<u>0,999</u> <0,00000
10	7.01.2013- 7.03.2014	<u>0,1205</u> 0,000204		<u>-0,0843</u> 0,041436		<u>-0,0029</u> 0,030296	<u>0,999</u> <0,00000
11	7.01.2013- 8.03.2014		<u>0,1482</u> 0,000036	<u>-0,0942</u> 0,015667		<u>-0,0032</u> 0,010180	<u>0,999</u> <0,00000
12	7.01.2013- 9.03.2014		<u>0,100094</u> 0,000000				<u>0,999</u> <0,00000
13	7.01.2013- 24.03.2014		<u>0,12346</u> 0,000041	<u>-0,0942</u> 0,015667	<u>-0,00138</u> 0,151463	<u>-0,00164</u> 0,116559	<u>0,999</u> <0,00000
14	7.01.2013- 5.04.2014		<u>0,12369</u> 0,000069	<u>-0,03504</u> 0,264569	<u>-0,00120</u> 0,247804	<u>-0,00174</u> 0,116559	<u>0,999</u> <0,00000
15	7.01.2013- 7.04.2014		<u>0,10773</u> 0,000000		<u>-0,001581</u> 0,048957	<u>-0,000709</u> 0,004436	<u>0,999</u> <0,00000
16	7.01.2013- 13.04.2014		<u>0,107916</u> 0,000000			<u>-0,002396</u> 0,006373	<u>0,999</u> <0,00000
17	7.01.2013- 24.04.2014	<u>0,272516</u> 0,324578	<u>0,416627</u> 0,212192				<u>0,981</u> <0,00000
18	7.01.2013- 1.05.2014	<u>0,277006</u> 0,303409	<u>0,422422</u> 0,193607				<u>0,982</u> <0,00000
19	7.01.2013- 2.05.2014	<u>0,274216</u> 0,290977	<u>0,419161</u> 0,181126				<u>0,982</u> <0,00000
20	7.01.2013- 2.05.2014		<u>0,092543</u> 0,000000				<u>0,982</u> <0,00000
21	7.01.2013- 21.05.2014		<u>0,011142</u> 0,000000		<u>-0,00603</u> 0,076400		<u>0,982</u> <0,00000
22	7.01.2013- 5.06.2014		<u>0,0937</u> 0,000000	<u>0,0246</u> 0,287106	<u>-0,0051</u> 0,089433		<u>0,982</u> <0,00000
23	7.01.2013- 6.06.2014		<u>0,0934</u> 0,000000	<u>0,0249</u> 0,270362	<u>-0,0054</u> 0,054583		<u>0,982</u> <0,00000
24	7.01.2013- 7.06.2014		<u>0,11237</u> 0,000000		<u>-0,00883</u> 0,001404		<u>0,979</u> <0,00000

25	7.01.2013- 9.06.2014		<u>0,0924</u> 0,000000	<u>0,0409</u> 0,048855	<u>-0,0081</u> 0,001521		<u>0,980</u> <0,00000
26	7.01.2013- 10.06.2014		<u>0,09270,00000</u> 0	<u>0,0394</u> 0,038926	<u>-0,0081</u> 0,001193		<u>0,980</u> <0,00000
27	7.01.2013- 2.07.2014		<u>0,0924</u> 0,000000	<u>0,0405</u> 0,029881	<u>-0,0083</u> 0,000543		<u>0,980</u> <0,00000
28	7.01.2013- 8.07.2014		<u>0,063</u> 0,000008	<u>0,110</u> 0,000028	<u>-0,007</u> 0,006432		<u>0,978</u> <0,00000
29	7.01.2013- 9.07.2014		<u>0,064</u> 0,000003	<u>0,110</u> 0,000019	<u>-0,009</u> 0,000271	<u>0,002</u> 0,009664	<u>0,977</u> <0,00000
30	7.01.2013- 9.07.2014		<u>0,063</u> 0,000003	<u>0,110</u> 0,000014	<u>-0,009</u> 0,000221	<u>0,002</u> 0,007777	<u>0,978</u> <0,00000
31	7.01.2013- 11.07.2014		<u>0,063</u> 0,000001	<u>0,132</u> 0,000000	<u>-0,009</u> 0,000082	<u>0,002</u> 0,006545	<u>0,979</u> <0,00000
32	7.01.2013- 6.08.2014		<u>0,057</u> 0,000000	<u>0,123</u> 0,000000	<u>-0,007</u> 0,002559		<u>0,979</u> <0,00000
33	7.01.2013- 10.08.2014		<u>0,058</u> 0,000000	<u>0,123</u> 0,000000	<u>-0,008</u> 0,001434		<u>0,980</u> <0,00000
34	7.01.2013- 10.08.2014		<u>0,048</u> 0,000676	<u>0,123</u> 0,000000	<u>-0,006</u> 0,029525		<u>0,981</u> <0,00000
35	7.01.2013- 10.08.2014		<u>0,058</u> 0,000000	<u>0,123</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,000009	<u>0,002</u> 0,000094	<u>0,981</u> <0,00000
36	7.01.2013- 10.08.2014	<u>-0,682</u> 0,004441	<u>0,860</u> 0,002936	<u>0,134</u> 0,000000	<u>-0,007</u> 0,000886	<u>0,003</u> 0,000024	<u>0,986</u> <0,00000
37	7.01.2013- 16.08.2014		<u>0,057</u> 0,000000	<u>0,123</u> 0,000000	<u>-0,009</u> 0,000005	<u>0,002</u> 0,000049	<u>0,981</u> <0,00000
38	7.01.2013- 6.09.2014	<u>-0,692</u> 0,002647	<u>0,871</u> 0,001722	<u>0,134</u> 0,000000	<u>-0,007</u> 0,000607	<u>0,003</u> 0,000010	<u>0,981</u> <0,00000
39	7.01.2013- 6.10.2014		<u>0,042</u> 0,000158	<u>0,132</u> 0,000000	<u>-0,005</u> 0,034073		<u>0,983</u> <0,00000
40	7.01.2013- 1.11.2014	<u>-0,638</u> 0,003016	<u>0,814</u> 0,001855	<u>0,121</u> 0,000000	<u>-0,004</u> 0,031824		<u>0,987</u> <0,00000
41	7.01.2013- 1.11.2014	<u>-0,644</u> 0,002588	<u>0,821</u> 0,001564	<u>0,122</u> 0,000000	<u>-0,004</u> 0,000002		<u>0,987</u> <0,00000
42	7.01.2013- 2.11.2014		<u>0,060</u> 0,000000	<u>0,116</u> 0,000000	<u>-0,008</u> 0,000092		<u>0,981</u> <0,00000
43	7.01.2013- 25.12.2014	<u>-0,579</u> 0,002191	<u>0,744</u> 0,001215	<u>0,122</u> 0,000000	<u>-0,005</u> 0,011568		<u>0,987</u> <0,00000
44	7.01.2013- 10.01.2015	<u>-0,592</u> 0,001797	<u>0,762</u> 0,000957	<u>0,122</u> 0,000000	<u>-0,008</u> 0,000001	<u>0,003</u> 0,000010	<u>0,986</u> <0,00000
45	7.01.2013- 26.01.2015	<u>-0,579</u> 0,000139	<u>0,746</u> 0,000063	<u>0,123</u> 0,000000	<u>-0,006</u> 0,000764		<u>0,989</u> <0,00000
46	7.01.2013- 7.02.2015	<u>0,051</u> 0,000000		<u>0,115</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000002	<u>0,980</u> <0,00000
47	7.01.2013- 11.02.2015	<u>-0,578</u> 0,000189	<u>0,753</u> 0,000076	<u>0,119</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000003	<u>0,990</u> <0,00000
48	7.01.2013- 21.02.2015	<u>-0,542</u> 0,000055	<u>0,709</u> 0,000020	<u>0,119</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000002	<u>0,990</u> <0,00000
49	7.01.2013- 4.03.2015	<u>-0,544</u> 0,000050	<u>0,714</u> 0,000017	<u>0,117</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000002	<u>0,990</u> <0,00000
50	7.01.2013- 10.03.2015	<u>-0,504</u> 0,000098	<u>0,664</u> 0,000032	<u>0,121</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000002	<u>0,989</u> <0,00000
51	7.01.2013- 19.03.2015	<u>-0,506</u> 0,000088	<u>0,667</u> 0,000028	<u>0,121</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000000	<u>0,989</u> <0,00000

52	7.01.2013- 21.03.2015	<u>-0,435</u> 0,009902	<u>0,584</u> 0,004817	<u>0,131</u> 0,000000	<u>-0,012</u> 0,000000	<u>0,002</u> 0,000013	<u>0,980</u> <0,00000
53	7.01.2013- 29.03.2015			<u>0,201</u> 0,000000	<u>-0,009</u> 0,002959		<u>0,912</u> <0,00000
54	7.01.2013- 30.03.2015		<u>0,029</u> 0,097085	<u>0,163</u> 0,000001	<u>-0,011</u> 0,004009		<u>0,906</u> <0,00000
55	7.01.2013- 2.04.2015		<u>0,029</u> 0,089655	<u>0,163</u> 0,000001	<u>-0,012</u> 0,003032		<u>0,908</u> <0,00000
56	7.01.2013- 3.04.2015	<u>-0,335</u> 0,319784	<u>0,435</u> 0,287603	<u>0,162</u> 0,000001	<u>-0,012</u> 0,002263		<u>0,910</u> <0,00000
57	7.01.2013- 4.04.2015	<u>-0,325</u> 0,329177	<u>0,425</u> 0,295477	<u>0,163</u> 0,000000	<u>-0,016</u> 0,000031	<u>0,004</u> 0,000190	<u>0,909</u> <0,00000
58	7.01.2013- 4.04.2015	<u>-0,320</u> 0,332176	<u>0,417</u> 0,298543	<u>0,164</u> 0,000000	<u>-0,012</u> 0,001522		<u>0,909</u> <0,00000
59	7.01.2013- 4.04.2015	<u>-0,368</u> 0,263040	<u>0,482</u> 0,226479	<u>0,152</u> 0,000000	<u>-0,016</u> 0,000011	<u>0,003</u> 0,000142	<u>0,907</u> <0,00000
60	7.01.2013- 4.04.2015	<u>-0,377</u> 0,246445	<u>0,493</u> 0,211062	<u>0,151</u> 0,000000	<u>-0,015</u> 0,000007	<u>0,003</u> 0,000130	<u>0,907</u> <0,00000
61	7.01.2013- 25.04.2015	<u>-0,349</u> 0,293464	<u>0,463</u> 0,251097	<u>0,144</u> 0,000001	<u>-0,013</u> 0,000218		<u>0,905</u> <0,00000
62	7.01.2013- 2.05.2015	<u>-0,361</u> 0,266719	<u>0,478</u> 0,225420	<u>0,143</u> 0,000001	<u>-0,013</u> 0,000185		<u>0,905</u> <0,00000
63	7.01.2013- 2.05.2015	<u>-0,541</u> 0,064315	<u>0,691</u> 0,052656	<u>0,146</u> 0,000001	<u>-0,016</u> 0,000003	<u>0,003</u> 0,000023	<u>0,903</u> <0,00000
64	7.01.2013- 4.06.2015	<u>-0,559</u> 0,053075	<u>0,715</u> 0,042318	<u>0,142</u> 0,000000	<u>-0,012</u> 0,000227		<u>0,903</u> <0,00000
65	7.01.2013- 4.06.2015	<u>-0,817</u> 0,005016	<u>1,018</u> 0,004277	<u>0,148</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,002499		<u>0,892</u> <0,00000
66	7.01.2013- 6.06.2015	<u>-0,806</u> 0,005386	<u>1,005</u> 0,004591	<u>0,147</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,002068		<u>0,892</u> <0,00000
67	7.01.2013- 8.06.2015	<u>-0,795</u> 0,007284	<u>0,996</u> 0,006047	<u>0,139</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000823		<u>0,888</u> <0,00000
68	7.01.2013- 8.06.2015	<u>-0,802</u> 0,006496	<u>1,004</u> 0,005390	<u>0,142</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000811		<u>0,888</u> <0,00000
69	7.01.2013- 8.06.2015	<u>-0,798</u> 0,006496	<u>1,001</u> 0,005202	<u>0,140</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,000813		<u>0,888</u> <0,00000
70	7.01.2013- 1.07.2015	<u>-0,959</u> 0,000950	<u>1,192</u> 0,000810	<u>0,141</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,002296		<u>0,881</u> <0,00000
71	7.01.2013- 5.07.2015	<u>-0,962</u> 0,000884	<u>1,199</u> 0,000735	<u>0,137</u> 0,000000	<u>-0,010</u> 0,002575		<u>0,880</u> <0,00000
72	7.01.2013- 18.08.2015	<u>-0,829</u> 0,002959	<u>1,041</u> 0,002427	<u>0,136</u> 0,000000	<u>-0,011</u> 0,001109		<u>0,876</u> <0,00000
73	7.01.2013- 22.08.2015	<u>-0,823</u> 0,003487	<u>1,036</u> 0,002802	<u>0,131</u> 0,000001	<u>-0,011</u> 0,000554		<u>0,875</u> <0,00000
74	7.01.2013- 3.09.2015	<u>-0,820</u> 0,003468	<u>1,034</u> 0,002750	<u>0,128</u> 0,000001	<u>-0,012</u> 0,000318		<u>0,876</u> <0,00000
75	7.01.2013- 10.09.2015	<u>-0,940</u> 0,000980	<u>1,177</u> 0,000803	<u>0,129</u> 0,000001	<u>-0,011</u> 0,000846		<u>0,867</u> <0,00000
76	7.01.2013- 5.10.2015	<u>-0,951</u> 0,000980	<u>1,195</u> 0,000824	<u>0,122</u> 0,000004	<u>-0,012</u> 0,000308		<u>0,863</u> <0,00000
77	7.01.2013- 5.10.2015	<u>-0,898</u> 0,001517	<u>1,132</u> 0,001189	<u>0,122</u> 0,000004	<u>-0,012</u> 0,000228		<u>0,863</u> <0,00000
78	7.01.2013- 31.10.2015			<u>0,142</u> 0,000000		<u>-0,005</u> 0,065067	<u>0,826</u> <0,00000

79	7.01.2013- 2.11.2015			<u>0,140</u> 0,000000	<u>-0,006</u> 0,045881		<u>0,825</u> <0,00000
80	7.01.2013- 2.11.2015	<u>-0,875</u> 0,002257	<u>1,107</u> 0,001750	<u>0,112</u> 0,000020	<u>-0,013</u> 0,000077		<u>0,856</u> <0,00000
81	7.01.2013- 5.11.2015	<u>-0,875</u> 0,001814	<u>1,106</u> 0,001404	<u>0,112</u> 0,000017	<u>-0,013</u> 0,000066		<u>0,856</u> <0,00000
82	7.01.2013- 6.11.2015			<u>0,137</u> 0,000000		<u>-0,006</u> 0,030732	<u>0,811</u> <0,00000
83	7.01.2013- 3.12.2015	<u>-0,175</u> 0,003703	<u>0,244</u> 0,001349	<u>0,109</u> 0,000045	<u>-0,009</u> 0,001475		<u>0,841</u> <0,00000
84	7.01.2013- 3.12.2015	<u>-0,176</u> 0,003318	<u>0,245</u> 0,001151	<u>0,109</u> 0,000041	<u>-0,010</u> 0,000988		<u>0,843</u> <0,00000
85	7.01.2013- 15.12.2015			<u>0,145</u> 0,000000		<u>-0,007</u> 0,009257	<u>0,797</u> <0,00000
86	7.01.2013- 15.12.2015			<u>0,146</u> 0,000000			<u>0,798</u> <0,00000
87	7.01.2013- 16.12.2015	<u>-0,174</u> 0,003183	<u>0,243</u> 0,001081	<u>0,107</u> 0,000042	<u>-0,009</u> 0,001010		<u>0,845</u> <0,00000
88	7.01.2013- 10.1.2016	<u>0,023</u> 0,032918		<u>0,115</u> 0,000039		<u>-0,009</u> 0,000992	<u>0,845</u> <0,00000
89	7.01.2013- 8.02.2016	<u>-0,172</u> 0,004395	<u>0,239</u> 0,001680	<u>0,107</u> 0,000064	<u>-0,008</u> 0,002912		<u>0,833</u> <0,00000
90	7.01.2013- 10.02.2016	<u>0,022</u> 0,047071		<u>0,115</u> 0,000055		<u>-0,009</u> 0,002407	<u>0,802</u> <0,00000
91	7.01.2013- 1.04.2016	<u>0,021</u> 0,054366		<u>0,115</u> 0,000055	<u>-0,008</u> 0,003242		<u>0,801</u> <0,00000
92	7.01.2013- 2.04.2016	<u>-0,196</u> 0,001334	<u>0,272</u> 0,000352	<u>0,115</u> 0,000055	<u>0,103</u> 0,000146	<u>0,004</u> 0,000001	<u>0,825</u> <0,00000
93	7.01.2013- 25.04.2016	<u>-0,196</u> 0,001251	<u>0,272</u> 0,000317	<u>0,102</u> 0,000103	<u>-0,009</u> 0,000647		<u>0,825</u> <0,00000
94	7.01.2013- 28.04.2016	<u>-0,19292</u> 0,003181	<u>0,30095</u> 0,000240		<u>-0,01509</u> 0,000001	<u>0,00254</u> 0,000481	<u>0,779</u> <0,00000
95	7.01.2013- 30.04.2016	<u>-0,213</u> 0,000464	<u>0,297</u> 0,000092	<u>0,098</u> 0,000198	<u>-0,014</u> 0,000003	<u>0,004</u> 0,000001	<u>0,819</u> <0,00000
96	7.01.2013- 2.05.2016	<u>-0,21061</u> 0,001850	<u>0,31244</u> 0,000121		<u>-0,01527</u> 0,000001	<u>0,00249</u> 0,000568	<u>0,780</u> <0,00000
97	7.01.2013- 15.05.2016	<u>-0,19922</u> 0,002248	<u>0,30732</u> 0,000169		<u>-0,01457</u> 0,000002	<u>0,00252</u> 0,000563	<u>0,773</u> <0,00000
98	7.01.2013- 5.06.2016	<u>-0,193</u> 0,002210	<u>0,265</u> 0,000664	<u>0,100</u> 0,000289	<u>-0,008</u> 0,003542		<u>0,794</u> <0,00000
99	7.01.2013- 6.06.2016	<u>-0,192</u> 0,002182	<u>0,264</u> 0,000666	<u>0,100</u> 0,000277	<u>-0,008</u> 0,004095		<u>0,794</u> <0,00000
100	7.01.2013- 8.06.2016	<u>-0,192</u> 0,002130	<u>0,263</u> 0,000656	<u>0,100</u> 0,000265	<u>-0,008</u> 0,004463		<u>0,794</u> <0,00000
101	7.01.2013- 22.06.2016	<u>-0,191</u> 0,002060	<u>0,263</u> 0,000635	<u>0,100</u> 0,000249	<u>-0,007</u> 0,004547		<u>0,797</u> <0,00000
102	7.01.2013- 22.06.2016	<u>-0,192</u> 0,001262	<u>0,263</u> 0,000344	<u>0,100</u> 0,000231	<u>-0,007</u> 0,004283		<u>0,797</u> <0,00000
103	7.01.2013- 10.07.2016	<u>-0,173</u> 0,003291	<u>0,2370,001029</u>	<u>0,101</u> 0,000226	<u>-0,006</u> 0,019754		<u>0,796</u> <0,00000
104	7.01.2013- 30.07.2016	<u>-0,153</u> 0,010422	<u>0,212</u> 0,003813	<u>0,099</u> 0,000404	<u>-0,003</u> 0,135106		<u>0,781</u> <0,00000
105	7.01.2013- 31.07.2016	<u>-0,141</u> 0,018380	<u>0,196</u> 0,007435	<u>0,100</u> 0,000422	<u>-0,002</u> 0,304690		<u>0,774</u> <0,00000

Продолжение таблицы 4.2

106	7.01.2013- 7.08.2016	$\frac{-0,144}{0,011809}$	$\frac{0,196}{0,006033}$	$\frac{0,106}{0,000126}$			$\frac{0,769}{<0,00000}$
107	7.01.2013- 20.08.2016	$\frac{-0,135}{0,019042}$	$\frac{0,182}{0,010856}$	$\frac{0,109}{0,000104}$			$\frac{0,763}{<0,00000}$
108	7.01.2013- 22.08.2016	$\frac{0,016}{0,174048}$		$\frac{0,114}{0,000226}$	$\frac{-0,005}{0,015542}$		$\frac{0,708}{<0,00000}$
109	7.01.2013- 15.09.2016	$\frac{0,017}{0,141583}$		$\frac{0,113}{0,000220}$	$\frac{-0,005}{0,014364}$		$\frac{0,709}{<0,00000}$
110	7.01.2013- 17.09.2016	$\frac{0,017}{0,141583}$		$\frac{0,137}{0,000000}$		$\frac{-0,004}{0,041334}$	$\frac{0,701}{<0,00000}$
111	7.01.2013- 18.09.2016	$\frac{0,015}{0,176256}$		$\frac{0,112}{0,000196}$	$\frac{-0,005}{0,017445}$		$\frac{0,714}{<0,00000}$

Анализ построенных 110 моделей показывает, что показатель Нд принимает участие в построении 67 моделей, Рзатр – в построении 74, В – 71, Qж – 74, Qн – 88, Н_{внк} – 91, Н_{нас} – 86, Н_{погр} – 41 моделей.

Многомерные модели с учетом данного принципа для объекта разработки Т-Фм Маговского месторождения приведены в таблице 4.3. Здесь, как и ранее по пласту Тл-Бб, для выяснения процесса формирования значений Рзаб^М в зависимости от изучаемых показателей сформируем изучаемую выборку по принципу от минимального (Т^{мин}=11.01.2014 г.) до максимального (Т^{макс}=19.09.2016 г.). Первая модель строится по четырем данным, т.е. по измерениям значений Рзаб, выполненным 11.01.2014 г.; 15.01.2014 г.; 04.02.2014 г.; 25.02.2014 г. Следующая модель будет построена при n=5 и так далее до n=123. Многомерные модели с учетом данного принципа для объекта разработки Т-Фм Маговского месторождения приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Многомерные модели для вычисления Рзаб^М объекта разработки Т-Фм Маговского месторождения

n	Интервал построения моделей по времени -Т	Свободный член – числитель, значение р – знаменатель	Коэффициенты при показателях – числитель, значение р – знаменатель		
			Нд	Рзатр	В
4	11.01.2014-25.02.2014	$\frac{1211,711}{0,000024}$			
5	11.01.2014-26.02.2014	$\frac{1100,122}{0,000924}$			
6	11.01.2014-28.02.2014	$\frac{2677,342}{0,000585}$			
7	11.01.2014-01.03.2014	$\frac{11,051}{0,000397}$			
8	11.01.2014-03.03.2014	$\frac{133,96}{0,040362}$		$\frac{-0,6988}{0,026782}$	

9	11.01.2014-16.03.2014	<u>-31426,6</u> 0,045446			
10	11.01.2014-1.04.2014	<u>-0,381</u> 0,916649			<u>0,136735</u> 0,0176
11	11.01.2014-6.04.2014	<u>-0,039</u> 0,990569			<u>0,132497</u> 0,011382
12	11.01.2014-18.04.2014	<u>1,5001</u> 0,64955		<u>-0,53703</u> 0,257353	<u>0,180366</u> 0,007739
13	11.01.2014-24.04.2014	<u>1,203</u> 0,675735		<u>-0,517245</u> 0,238528	<u>0,175362</u> 0,003364
14	11.01.2014-2.05.2014	<u>17,359</u> 0,000014	<u>-0,00934</u> 0,003323		<u>0,11837</u> 0,005619
15	11.01.2014-15.06.2014	<u>1024,305</u> 0,001806	<u>-0,01</u> 0,000027		
16	11.01.2014-10.07.2014	<u>15,589</u> 0,00057	<u>-0,00478</u> 0,080669	<u>-0,472546</u> 0,33877	<u>0,7573</u> 0,051377
17	11.01.2014-10.07.2014	<u>15,935</u> 0,00003	<u>-0,00687</u> 0,002109		<u>0,1229</u> 0,003449
18	11.01.2014-11.07.2014	<u>15,987</u> 0,000001	<u>-0,00701</u> 0,001166		<u>0,12303</u> 0,002563
19	11.01.2014-4.08.2014	<u>14,49</u> 0,000014	<u>-0,00465</u> 0,068449		<u>0,69726</u> 0,048028
20	11.01.2014-7.08.2014	<u>14,724</u> 0,000011	<u>-0,00354</u> 0,130679	<u>-0,46109</u> 0,326999	<u>0,83611</u> 0,022816
21	11.01.2014-4.09.2014	<u>14,732</u> 0,000005	<u>-0,00357</u> 0,079219	<u>0,45774</u> 0,292147	<u>0,83299</u> 0,012134
22	11.01.2014-19.09.2014	<u>15,19</u> 0,000005	<u>-0,0052</u> 0,010705		
23	11.01.2014-1.10.2014	<u>15,164</u> 0,000001	<u>-0,00517</u> 0,007919		
24	11.01.2014-6.11.2014	<u>14,604</u> 0,000000	<u>-0,00477</u> 0,006884		
25	11.01.2014-8.12.2014	<u>14,619</u> 0,000000	<u>-0,00479</u> 0,004685		
26	11.01.2014-18.12.2014	<u>-15,825</u> 0,440412	<u>0,0046</u> 0,594865		
27	11.01.2014-27.12.2014	<u>-5,619</u> 0,440432			
28	11.01.2014-12.01.2015	<u>-16,824</u> 0,442114	<u>0,00496</u> 0,536622		
29	11.01.2014-14.01.2015	<u>-16,397</u> 0,343774	<u>0,0048</u> 0,532276		
30	11.01.2014-15.01.2015	<u>-16,881</u> 0,305959	<u>0,0051</u> 0,478453		
31	11.01.2014-16.01.2015	<u>-15,105</u> 0,35632	<u>0,0042</u> 0,555301		
32	11.01.2014-7.02.2015	<u>-4,709</u> 0,354092			
33	11.01.2014-7.02.2015	<u>2,946</u> 0,557967	<u>-0,00492</u> 0,001225		
34	11.01.2014-3.03.2015	<u>-3,781</u> 0,643805	<u>-0,00417</u> 0,006071		<u>-0,06478</u> 0,296477
35	11.01.2014-5.03.2015	<u>1,783</u> 0,643021	<u>-0,00426</u> 0,005122		

Продолжение таблицы 4.3

36	11.01.2014-7.03.2015	<u>4,725</u> 0,272439	<u>-0,0042638</u> 0,005321		
37	11.01.2014-9.03.2015	<u>2,857</u> 0,498449	<u>-0,00468</u> 0,002369		
38	11.01.2014-8.04.2015	<u>1,964</u> 0,63833	<u>-0,00393</u> 0,004509		
39	11.01.2014-10.04.2015	<u>1,494</u> 0,716942	<u>-0,003572</u> 0,005874		
40	11.01.2014-15.04.2015	<u>1,403</u> 0,728709	<u>-0,003536</u> 0,005336		
41	11.01.2014-16.04.2015	<u>3,663</u> 0,312435	<u>-0,003576</u> 0,005024		
42	11.01.2014-16.04.2015	<u>3,028</u> 0,391521	<u>-0,003981</u> 0,000891		
43	11.01.2014-1.08.2015	<u>3,261</u> 0,350278	<u>-0,00398</u> 0,00081		
44	11.01.2014-2.08.2015	<u>2,944</u> 0,389737	<u>-0,004102</u> 0,000437		
45	11.01.2014-31.08.2015	<u>25,503</u> 0,008403	<u>-0,01231</u> 0,027571		<u>0,04852</u> 0,186217
46	11.01.2014-1.09.2015	<u>34,03</u> 0,000899	<u>-0,01522</u> 0,006562		
47	11.01.2014-1.09.2015	<u>27,938</u> 0,010534	<u>-0,01236</u> 0,003464		<u>0,05349</u> 0,160813
48	11.01.2014-7.09.2015	<u>-1160,34</u> 0,048657	<u>-0,001</u> 0,000113		<u>-0,04</u> 0,569894
49	11.01.2014-11.09.2015	<u>37,872</u> 0,000032	<u>-0,0172</u> 0,000529		
50	11.01.2014-15.09.2015	<u>39,361</u> 0,000015	<u>-0,00444</u> 0,000404		
51	11.01.2014-26.09.2015	<u>43,734</u> 0,000015			
52	11.01.2014-3.10.2015	<u>43,437</u> 0,000001	<u>-0,02035</u> 0,00002		
53	11.01.2014-27.10.2015	<u>44,215</u> 0,000001			
54	11.01.2014-27.10.2015	<u>44,016</u> 0,000001			
55	11.01.2014-28.10.2015	<u>43,919</u> 0,000001			
56	11.01.2014-29.10.2015	<u>43,769</u> 0,000001			
57	11.01.2014-1.11.2015	<u>43,445</u> 0,000000			
58	11.01.2014-4.11.2015	<u>44,591</u> 0,000000			
59	11.01.2014-4.11.2015	<u>43,945</u> 0,000000			
60	11.01.2014-4.11.2015	<u>43,896</u> 0,000000			
61	11.01.2014-12.11.2015	<u>44,781</u> 0,000000			
62	11.01.2014-16.11.2015	<u>44,591</u> 0,000000	<u>0,00443</u> 0,000216		

Продолжение таблицы 4.3

63	11.01.2014-24.11.2015	<u>-1356,51</u> 0,004463			<u>0,02</u> 0,824109
64	11.01.2014-2.12.2015	<u>45,656</u> 0,00000			
65	11.01.2014-4.12.2015	<u>-1391,59</u> 0,002832			<u>0,01</u> 0,860332
66	11.01.2014-5.12.2015	<u>44,167</u> 0,000000			
67	11.01.2014-14.12.2015	<u>44,791</u> 0,000000	<u>-0,02128</u> 0,000002		
68	11.01.2014-16.12.2015	<u>44,888</u> 0,000000	<u>-0,02135</u> 0,000002		
69	11.01.2014-19.12.2015	<u>-859,134</u> 0,002832	<u>-0,005</u> 0,000024	<u>0,356</u> 0,250789	<u>0,0092</u> 0,001931
70	11.01.2014-2.01.2016	<u>45,496</u> 0,000000	<u>-0,02158</u> 0,000002		
71	11.01.2014-4.01.2016	<u>43,643</u> 0,000000			
72	11.01.2014-5.01.2016	<u>-857,216</u> 0,004892		<u>0,441</u> 0,148107	<u>0,101</u> 0,000708
73	11.01.2014-5.01.2016	<u>-831,055</u> 0,005145		<u>0,456</u> 0,130732	<u>0,099</u> 0,000719
74	11.01.2014-11.01.2016	<u>-828,667</u> 0,005147		<u>0,447</u> 0,128704	<u>0,1</u> 0,000555
75	11.01.2014-14.01.2016	<u>-817,154</u> 0,005145		<u>0,47</u> 0,106217	<u>0,1</u> 0,000472
76	11.01.2014-16.01.2016	<u>-817,958</u> 0,004754		<u>0,473</u> 0,095251	<u>0,1</u> 0,000407
77	11.01.2014-23.01.2016	<u>-687,283</u> 0,025643	<u>0,004</u> 0,000361	<u>0,649</u> 0,032916	<u>0,099</u> 0,001219
78	11.01.2014-6.02.2016	<u>-675,9</u> 0,026586	<u>0,004</u> 0,000208	<u>0,667</u> 0,024866	<u>0,099</u> 0,001048
79	11.01.2014-8.02.2016	<u>-678,802</u> 0,026586	<u>0,004</u> 0,000304	<u>0,701</u> 0,020242	<u>0,102</u> 0,000803
80	11.01.2014-13.02.2016	<u>-707,32</u> 0,018571	<u>0,004</u> 0,000255	<u>0,692</u> 0,020829	<u>0,104</u> 0,000524
81	11.01.2014-13.02.2016	<u>-711,621</u> 0,017005	<u>0,004</u> 0,000226	<u>0,864</u> 0,020771	<u>0,104</u> 0,000497
82	11.01.2014-24.02.2016	<u>-703,637</u> 0,017008	<u>0,004</u> 0,000216	<u>0,686</u> 0,020999	<u>0,104</u> 0,000497
83	11.01.2014-9.03.2016	<u>-696,927</u> 0,017008	<u>0,004</u> 0,000135	<u>0,673</u> 0,021026	<u>0,105</u> 0,000348
84	11.01.2014-15.03.2016	<u>-711,704</u> 0,013673	<u>0,004</u> 0,000226	<u>0,658</u> 0,021607	<u>0,107</u> 0,000228
85	11.01.2014-17.03.2016	<u>-714,762</u> 0,012376	<u>0,004</u> 0,000228	<u>0,663</u> 0,018868	<u>0,107</u> 0,000209
86	11.01.2014-19.03.2016	<u>-727,646</u> 0,01066		<u>0,638</u> 0,022624	<u>0,106</u> 0,000216
87	11.01.2014-3.04.2016	<u>-741,161</u> 0,009173	<u>-0,004</u> 0,000135	<u>0,611</u> 0,02765	<u>0,105</u> 0,000229
88	11.01.2014-6.04.2016	<u>-741,869</u> 0,008565	<u>-0,004</u> 0,000123	<u>0,611</u> 0,02765	<u>0,105</u> 0,000208
89	11.01.2014-24.04.2016	<u>-752,611</u> 0,008569	<u>-0,004</u> 0,00009	<u>0,630</u> 0,02294	<u>0,108</u> 0,000154

Продолжение таблицы 4.3

90	11.01.2014-26.04.2016	<u>-725,598</u> 0,009764	<u>-0,004</u> 0,00009	<u>0,632</u> 0,022562	<u>0,103</u> 0,000253
91	11.01.2014-2.05.2016	<u>-710,367</u> 0,008877	<u>-0,004</u> 0,00009	<u>0,632</u> 0,022562	<u>0,105</u> 0,000174
92	11.01.2014-9.05.2016	<u>-746,739</u> 0,008877	<u>-0,004</u> 0,000197	<u>0,615</u> 0,024284	<u>0,102</u> 0,000272
93	11.01.2014-14.05.2016	<u>-742,112</u> 0,005902	<u>-0,003</u> 0,000181	<u>0,625</u> 0,020672	<u>0,109</u> 0,000045
94	11.01.2014-26.05.2016	<u>-742,69</u> 0,005684	<u>-0,003</u> 0,000186	<u>0,634</u> 0,018208	<u>0,11</u> 0,000036
95	11.01.2014-12.06.2016	<u>32,02</u> 0,000000	<u>-0,01561</u> 0,000000	<u>1,54723</u> 0,000000	
96	11.01.2014-15.06.2016	<u>-813,155</u> 0,005902		<u>0,581</u> 0,027809	<u>0,108</u> 0,000105
97	11.01.2014-15.06.2016	<u>-790,446</u> 0,007007	<u>-0,003</u> 0,000034	<u>0,649</u> 0,027809	<u>0,139</u> 0,000001
98	11.01.2014-16.06.2016	<u>-873,277</u> 0,001155	<u>-0,003</u> 0,000638	<u>0,398</u> 0,143655	<u>0,116</u> 0,000016
99	11.01.2014-17.06.2016	<u>-873,461</u> 0,001182	<u>-0,003</u> 0,000861	<u>0,418</u> 0,12451	<u>0,117</u> 0,000013
100	11.01.2014-18.06.2016	<u>40,793</u> 0,00000	<u>-0,00337</u> 0,000881		<u>0,119</u> 0,000006
101	11.01.2014-22.06.2016	<u>-896,935</u> 0,000586		<u>0,407</u> 0,128797	
102	11.01.2014-24.06.2016	<u>33,967</u> 0,000000	<u>-0,01625</u> 0,000000	<u>1,402</u> 0,000000	
103	11.01.2014-4.07.2016	<u>33,281</u> 0,000000	<u>-0,01624</u> 0,000000	<u>1,403</u> 0,000000	
104	11.01.2014-6.07.2016	<u>32,421</u> 0,000000	<u>-0,01539</u> 0,000000	<u>1,42803</u> 0,000000	
105	11.01.2014-6.07.2016	<u>32,303</u> 0,000000	<u>-0,01535</u> 0,000000	<u>1,42427</u> 0,000000	
106	11.01.2014-7.07.2016	<u>-896,334</u> 0,000344	<u>-0,029</u> 0,000000	<u>0,416</u> 0,116274	<u>0,123</u> 0,000002
107	11.01.2014-10.07.2016	<u>-886,663</u> 0,000341	<u>-0,003</u> 0,000367	<u>0,424</u> 0,107661	<u>0,124</u> 0,000001
108	11.01.2014-16.07.2016	<u>-916,221</u> 0,000201	<u>-0,003</u> 0,00037	<u>0,435</u> 0,096725	<u>0,125</u> 0,000001
109	11.01.2014-3.08.2016	<u>-928,029</u> 0,000124	<u>-0,029</u> 0,000000	<u>0,448</u> 0,086184	<u>0,125</u> 0,000001
110	11.01.2014-6.08.2016	<u>-926,269</u> 0,000134	<u>-0,029</u> 0,000000	<u>0,451</u> 0,081548	<u>0,126</u> 0,000001
111	11.01.2014-15.08.2016	<u>-931,352</u> 0,000111	<u>-0,028</u> 0,000000	<u>1,479</u> 0,000000	<u>0,126</u> 0,000001
112	11.01.2014-16.08.2016	<u>31,21</u> 0,000000	<u>-0,01482</u> 0,000000		
113	11.01.2014-17.08.2016	<u>-923,246</u> 0,000107	<u>-0,003</u> 0,000158	<u>0,429</u> 0,087953	<u>0,127</u> 0,000000
114	11.01.2014-19.08.2016	<u>-865,935</u> 0,000024	<u>-0,003</u> 0,000114	<u>0,457</u> 0,080641	<u>0,125</u> 0,000000
115	11.01.2014-19.08.2016	<u>-881,257</u> 0,000145	<u>-0,003</u> 0,000113	<u>0,463</u> 0,065226	<u>0,126</u> 0,000000

Продолжение таблицы 4.3

116	11.01.2014-30.08.2016	$\frac{-900,901}{0,000076}$	$\frac{-0,003}{0,000091}$	$\frac{0,461}{0,065428}$	$\frac{0,131}{0,000000}$
117	11.01.2014-2.09.2016	$\frac{-914,201}{0,000052}$	$\frac{-0,003}{0,000071}$	$\frac{0,458}{0,066255}$	$\frac{0,131}{0,000000}$
118	11.01.2014-3.09.2016	$\frac{-867,322}{0,000103}$	$\frac{-0,003}{0,000043}$	$\frac{0,451}{0,071613}$	$\frac{0,129}{0,000000}$
119	11.01.2014-4.09.2016	$\frac{-872,558}{0,000087}$	$\frac{-0,003}{0,000044}$	$\frac{0,436}{0,077763}$	$\frac{0,129}{0,000000}$
120	11.01.2014-12.09.2016	$\frac{-879,195}{0,000066}$	$\frac{-0,003}{0,000039}$	$\frac{0,445}{0,068578}$	$\frac{0,129}{0,000000}$
121	11.01.2014-13.09.2016	$\frac{-872,757}{0,000068}$	$\frac{-0,003}{0,000022}$	$\frac{0,454}{0,06168}$	$\frac{0,131}{0,000000}$
122	11.01.2014-18.09.2016	$\frac{-891,771}{0,000043}$	$\frac{-0,003}{0,000019}$	$\frac{0,461}{0,057866}$	$\frac{0,131}{0,000000}$
123	11.01.2014-19.09.2016	$\frac{-898,378}{0,000035}$	$\frac{-0,003}{0,000021}$	$\frac{0,449}{0,062835}$	$\frac{0,129}{0,000000}$

Продолжение таблицы 4.3

n	Интервал построения моделей по времени -T	Коэффициенты при показателях – числитель, значение p – знаменатель					R – числитель, значение p – знаменатель
		Q _ж	Q _н	H _{внк}	H _{нас}	H _{погр}	
4	11.01.2014-25.02.2014				$\frac{-0,621}{0,000025}$		$\frac{0,999}{<0,00002}$
5	11.01.2014-26.02.2014				$\frac{-0,564}{0,000961}$		$\frac{0,991}{<0,00096}$
6	11.01.2014-28.02.2014			$\frac{-1,144}{0,000598}$			$\frac{0,979}{<0,0006}$
7	11.01.2014-1.03.2014	$\frac{1,10075}{0,07425}$					$\frac{0,996}{<0,00003}$
8	11.01.2014-3.03.2014	$\frac{1,0694}{0,033504}$					$\frac{0,997}{<0,00106}$
9	11.01.2014-16.03.2014	$\frac{1,7}{0,03514}$		$\frac{13,5}{0,045401}$			$\frac{0,965}{<0,00031}$
10	11.01.2014-1.04.2014					$\frac{0,008813}{0,024202}$	$\frac{0,939}{<0,00056}$
11	11.01.2014-6.04.2014					$\frac{0,008698}{0,01696}$	$\frac{0,946}{<0,00012}$
12	11.01.2014-18.04.2014					$\frac{0,007991}{0,018687}$	$\frac{0,955}{<0,00014}$
13	11.01.2014-24.04.2014					$\frac{0,008244}{0,00711}$	$\frac{0,954}{<0,00004}$
14	11.01.2014-2.05.2014						$\frac{0,935}{<0,00001}$
15	11.01.2014-15.06.2014			$\frac{-0,431}{0,002126}$			$\frac{0,943}{<0,00000}$
16	11.01.2014-10.07.2014	$\frac{1,14513}{0,171796}$	$\frac{-3,00005}{0,13993}$				$\frac{0,946}{<0,000012}$
17	11.01.2014-10.07.2014						$\frac{0,933}{<0,00000}$
18	11.01.2014-11.07.2014						$\frac{0,937}{<0,00000}$

19	11.01.2014-4.08.2014	<u>0,87518</u> 0,19758	<u>-2,39525</u> 0,161527				<u>0,938</u> <0,00000
20	11.01.2014-7.08.2014	<u>1,32182</u> 0,06007	<u>-3,44483</u> 0,051452				<u>0,942</u> <0,00000
21	11.01.2014-4.09.2014	<u>1,32131</u> 0,0248	<u>-3,42365</u> 0,021412				<u>0,943</u> <0,00000
22	11.01.2014-19.09.2014	<u>0,05506</u> 0,003682					<u>0,914</u> <0,00000
23	11.01.2014-1.10.2014	<u>0,05491</u> 0,002891					<u>0,918</u> <0,00000
24	11.01.2014-6.11.2014	<u>0,05892</u> 0,000551					<u>0,918</u> <0,00000
25	11.01.2014-8.12.2014	<u>0,05886</u> 0,000398					<u>0,920</u> <0,00000
26	11.01.2014-18.12.2014	<u>-0,0246</u> 0,634888				0,0094 0,245333	<u>0,928</u> <0,00000
27	11.01.2014-27.12.2014	<u>-0,01378</u> 0,765046				0,00528 0,00145	<u>0,929</u> <0,00000
28	11.01.2014-12.01.2015	<u>-0,0268</u> 0,538372				0,0098 0,184515	<u>0,935</u> <0,00000
29	11.01.2014-14.01.2015	<u>-0,0251</u> 0,520183				0,0097 0,174497	<u>0,938</u> <0,00000
30	11.01.2014-15.01.2015	<u>-0,0246</u> 0,5147049					<u>0,939</u> <0,00000
31	11.01.2014-16.01.2015	<u>-0,0243</u> 0,523519				0,0089 0,177589	<u>0,936</u> <0,00000
32	11.01.2014-7.02.2015	<u>-0,00963</u> 0,782692				0,00502 0,000278	<u>0,931</u> <0,00000
33	11.01.2014-7.02.2015	<u>0,4405</u> 0,147789	<u>-1,00036</u> 0,147419				<u>0,927</u> <0,00000
34	11.01.2014-3.03.2015	<u>0,67236</u> 0,05145	<u>-1,52395</u> 0,05361				<u>0,927</u> <0,00000
35	11.01.2014-5.03.2015	<u>0,56488</u> 0,077677	<u>-1,26798</u> 0,079116				<u>0,913</u> <0,00000
36	11.01.2014-7.03.2015	<u>0,432095</u> 0,139826	<u>-0,935044</u> 0,147449				<u>0,907</u> <0,00000
37	11.01.2014-9.03.2015	<u>0,46884</u> 0,116613	<u>-1,04967</u> 0,110473				<u>0,911</u> <0,00000
38	11.01.2014-8.04.2015	<u>0,45961</u> 0,126067	<u>-1,01253</u> 0,125218				<u>0,907</u> <0,00000
39	11.01.2014-10.04.2015	<u>0,451013</u> 0,131118	<u>-0,985791</u> 0,132973				<u>0,906</u> <0,00000
40	11.01.2014-15.04.2015	<u>0,445411</u> 0,12919	<u>-0,973054</u> 0,131136				<u>0,906</u> <0,00000
41	11.01.2014-16.04.2015	<u>0,347374</u> 0,217248	<u>-0,730385</u> 0,231585				<u>0,903</u> <0,00000
42	11.01.2014-16.04.2015	<u>0,341555</u> 0,223303	<u>-0,73703</u> 0,22595				<u>0,908</u> <0,00000
43	11.01.2014-1.08.2015	<u>0,338744</u> 0,223419	<u>-0,72645</u> 0,22879				<u>0,908</u> <0,00000
44	11.01.2014-2.08.2015	<u>0,356501</u> 0,14589	<u>-0,77172</u> 0,194748				<u>0,911</u> <0,00000
45	11.01.2014-31.08.2015	<u>0,04852</u> 0,186217				-0,00656 0,205581	<u>0,882</u> <0,00000

Продолжение таблицы 4.3

46	11.01.2014-1.09.2015	<u>0,0683</u> 0,000003				<u>-0,01063</u> 0,034441	<u>0,859</u> <0,00000
47	11.01.2014-1.09.2015	<u>0,04477</u> 0,035429				<u>-0,0074</u> 30,17288	<u>0,865</u> <0,00000
48	11.01.2014-7.09.2015	<u>0,72</u> 0,027052	<u>-1,41</u> 0,038271	<u>0,53</u> 0,040893	<u>-0,04</u> 0,000113		<u>0,889</u> <0,00000
49	11.01.2014-11.09.2015		<u>0,15143</u> 0,00002			<u>-0,01286</u> 0,003784	<u>0,845</u> <0,00000
50	11.01.2014-15.09.2015		<u>0,15231</u> 0,00002		<u>-0,01364</u> 0,002045		<u>0,846</u> <0,00000
51	11.01.2014-26.09.2015		<u>0,15292</u> 0,00003		<u>-0,02049</u> 0,000022	<u>0,00465</u> 0,000257	<u>0,848</u> <0,00000
52	11.01.2014-3.10.2015		<u>0,15192</u> 0,00002			<u>-0,01567</u> 0,000219	<u>0,848</u> <0,00000
53	11.01.2014-27.10.2015		<u>0,1695</u> 0,00001			<u>0,00427</u> 0,000637	<u>0,841</u> <0,00000
54	11.01.2014-27.10.2015		<u>0,16151</u> 0,00001		<u>-0,02057</u> 0,000002	<u>0,00426</u> 0,000595	<u>0,841</u> <0,00000
55	11.01.2014-28.10.2015		<u>0,16089</u> 0,00000		<u>-0,02051</u> 0,000017	<u>0,00427</u> 0,000516	<u>0,840</u> <0,00000
56	11.01.2014-29.10.2015		<u>0,15985</u> 0,00000		<u>-0,02041</u> 0,000019	<u>0,00429</u> 0,000452	<u>0,838</u> <0,00000
57	11.01.2014-1.11.2015		<u>0,15989</u> 0,00000		<u>-0,0202</u> 0,000017	<u>0,00425</u> 0,000468	<u>0,836</u> <0,00000
58	11.01.2014-4.11.2015		<u>0,16213</u> 0,00000		<u>-0,02087</u> 0,000009	<u>0,00426</u> 0,000484	<u>0,837</u> <0,00000
59	11.01.2014-4.11.2015		<u>0,16242</u> 0,00000		<u>-0,02055</u> 0,000001	<u>0,00428</u> 0,000429	<u>0,836</u> <0,00000
60	11.01.2014-4.11.2015		<u>0,16158</u> 0,00000		<u>-0,02052</u> 0,000009	<u>0,00428</u> 0,000429	<u>0,835</u> <0,00000
61	11.01.2014-12.11.2015		<u>0,16149</u> 0,00000		<u>-0,02105</u> 0,000009	<u>0,004</u> 0,000431	<u>0,838</u> <0,00000
62	11.01.2014-16.11.2015		<u>0,16034</u> 0,00000		<u>-0,01651</u> 0,000046		<u>0,835</u> <0,00000
63	11.01.2014-24.11.2015	<u>0,35</u> 0,155936	<u>-0,55</u> 0,275098	<u>0,62</u> 0,003605	<u>-0,05</u> 0,000946	<u>0,001</u> 0,000346	<u>0,876</u> <0,00000
64	11.01.2014-2.12.2015		<u>0,15968</u> 0,000000		<u>-0,02165</u> 0,000002	<u>0,00467</u> 0,000077	<u>0,841</u> <0,00000
65	11.01.2014-4.12.2015	<u>0,36</u> 0,131026	<u>-0,58</u> 0,238743	<u>0,63</u> 0,002254	<u>-0,05</u> 0,00525	<u>0,001</u> 0,000189	<u>0,879</u> <0,00000
66	11.01.2014-5.12.2015		<u>0,15642</u> 0,000000		<u>-0,02084</u> 0,000003	<u>0,00476</u> 0,000055	<u>0,836</u> <0,00000
67	11.01.2014-14.12.2015		<u>0,14935</u> 0,000000			<u>-0,01616</u> 0,000047	<u>0,833</u> <0,00000
68	11.01.2014-16.12.2015		<u>0,14732</u> 0,000001			<u>-0,01614</u> 0,000044	<u>0,835</u> <0,00000
69	11.01.2014-19.12.2015		<u>0,138</u> 0,001371	<u>0,393</u> 0,002381	<u>-0,024</u> 0,000001		<u>0,871</u> <0,00000
70	11.01.2014-2.01.2016		<u>0,15554</u> 0,000000			<u>-0,01672</u> 0,000035	<u>0,822</u> <0,00000
71	11.01.2014-4.01.2016		<u>0,157889</u> 0,000000		<u>-0,02054</u> 0,000000	<u>0,00473</u> 0,000022	<u>0,825</u> <0,00000
72	11.01.2014-5.01.2016		<u>0,137</u> 0,0001859	<u>0,392</u> 0,003229		<u>0,004</u> 0,000107	<u>0,866</u> <0,00000

73	11.01.2014-5.01.2016		<u>0,136</u> 0,0001845	<u>0,380</u> 0,003366	<u>-0,027</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000104	<u>0,866</u> <0,00000
74	11.01.2014-11.01.2016		<u>0,136</u> 0,0001618	<u>0,379</u> 0,003177	<u>-0,027</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000091	<u>0,869</u> <0,00000
75	11.01.2014-14.01.2016		<u>0,132</u> 0,0001922	<u>0,374</u> 0,003366	<u>-0,027</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000045	<u>0,871</u> <0,00000
76	11.01.2014-16.01.2016		<u>0,132</u> 0,0001781	<u>0,374</u> 0,003058	<u>-0,027</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000039	<u>0,874</u> <0,00000
77	11.01.2014-23.01.2016		<u>0,113</u> 0,011699	<u>0,316</u> 0,01832	<u>-0,027</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000041	<u>0,849</u> <0,00000
78	11.01.2014-6.02.2016		<u>0,110</u> 0,012271	<u>0,311</u> 0,019264	<u>-0,020</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000039	<u>0,853</u> <0,00000
79	11.01.2014-8.02.2016		<u>0,109</u> 0,013331	<u>0,312</u> 0,019449	<u>-0,020</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000039	<u>0,852</u> <0,00000
80	11.01.2014-13.02.2016		<u>0,11</u> 0,011979	<u>0,324</u> 0,013222	<u>-0,024</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000040	<u>0,853</u> <0,00000
81	11.01.2014-13.02.2016		<u>0,111</u> 0,00989	<u>0,326</u> 0,012032	<u>-0,02</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000039	<u>0,854</u> <0,00000
82	11.01.2014-24.02.2016		<u>0,111</u> 0,009692	<u>0,322</u> 0,012304	<u>-0,02</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000039	<u>0,855</u> <0,00000
83	11.01.2014-9.03.2016		<u>0,11</u> 0,009801	<u>0,32</u> 0,012359	<u>-0,2</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000041	<u>0,857</u> <0,00000
84	11.01.2014-15.03.2016		<u>0,11</u> 0,009126	<u>0,32</u> 0,012359	<u>-0,024</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000088	<u>0,858</u> <0,00000
85	11.01.2014-17.03.2016		<u>0,11</u> 0,008558	<u>0,327</u> 0,008509	<u>-0,024</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,000079	<u>0,858</u> <0,00000
86	11.01.2014-19.03.2016		<u>0,114</u> 0,006049	<u>0,333</u> 0,007276	<u>-0,024</u> 0,000000	<u>0,004</u> 0,0001	<u>0,858</u> <0,00000
87	11.01.2014-3.04.2016		<u>0,119</u> 0,004203	<u>0,339</u> 0,006219	<u>-0,02</u> 0,000000		<u>0,857</u> <0,00000
88	11.01.2014-6.04.2016		<u>0,119</u> 0,00394	<u>0,339</u> 0,00576	<u>-0,02</u> 0,000000		<u>0,858</u> <0,00000
89	11.01.2014-24.04.2016		<u>0,121</u> 0,003526	<u>0,344</u> 0,005461	<u>-0,021</u> 0,000000		<u>0,856</u> <0,00000
90	11.01.2014-26.04.2016	<u>0,058</u> 0,00331		<u>0,333</u> 0,006526	<u>-0,021</u> 0,000000		<u>0,855</u> <0,00000
91	11.01.2014-2.05.2016		<u>0,119</u> 0,003715	<u>0,326</u> 0,005899	<u>-0,02</u> 0,000000		<u>0,855</u> <0,00000
92	11.01.2014-9.05.2016	<u>0,155</u> 0,190934	<u>0,119</u> 0,003715	<u>0,343</u> 0,005801	<u>-0,022</u> 0,000000		<u>0,856</u> <0,00000
93	11.01.2014-14.05.2016	<u>0,057</u> 0,003317		<u>0,34</u> 0,005899		<u>-0,021</u> 0,000000	<u>0,856</u> <0,00000
94	11.01.2014-26.05.2016	<u>0,057</u> 0,003177		<u>0,34</u> 0,003697			<u>0,856</u> <0,00000
95	11.01.2014-12.06.2016					<u>-0,01001</u> 0,000002	<u>0,796</u> <0,00000
96	11.01.2014-15.06.2016	<u>0,139</u> 0,227734	<u>-0,159</u> 0,502528	<u>0,372</u> 0,001242	<u>-0,027</u> 0,000000	<u>0,003</u> 0,00022	<u>0,857</u> <0,00000
97	11.01.2014-15.06.2016	<u>0,122</u> 0,255204	<u>-0,159</u> 0,619418	<u>0,363</u> 0,004471	<u>-0,022</u> 0,000000		<u>0,856</u> <0,00000
98	11.01.2014-16.06.2016	<u>0,221</u> 0,064775	<u>-0,321</u> 0,193309	<u>0,401</u> 0,000635	<u>-0,027</u> 0,000000		<u>0,844</u> <0,00000
99	11.01.2014-17.06.2016	<u>0,225</u> 0,061069	<u>-0,328</u> 0,184138	<u>0,401</u> 0,00065	<u>-0,027</u> 0,000000		<u>0,845</u> <0,00000

100	11.01.2014-18.06.2016		<u>0,188</u> 0,000000		<u>-0,01538</u> 0,000000		<u>0,767</u> <0,00000
101	11.01.2014-22.06.2016	<u>0,225</u> 0,053276	<u>-0,326</u> 0,17073	<u>0,411</u> 0,000312	<u>-0,03</u> 0,000000	<u>0,003</u> 0,000512	<u>0,848</u> <0,00000
102	11.01.2014-24.06.2016					<u>-0,0111</u> 0,00000	<u>0,746</u> <0,00000
103	11.01.2014-4.07.2016					<u>-0,0112</u> 0,00000	<u>0,746</u> <0,00000
104	11.01.2014-6.07.2016					<u>-0,01045</u> 0,00000	<u>0,743</u> <0,00000
105	11.01.2014-6.07.2016					<u>-0,01036</u> 0,00000	<u>0,742</u> <0,00000
106	11.01.2014-7.07.2016	<u>0,208</u> 0,063962	<u>-0,289</u> 0,20229	<u>0,41</u> 0,000183	<u>-0,03</u> 0,000000	<u>-0,026</u> 0,00000	<u>0,847</u> <0,00000
107	11.01.2014-10.07.2016	<u>0,199</u> 0,070983	<u>-0,276</u> 0,219656	<u>0,407</u> 0,0001839	<u>-0,026</u> 0,000000		<u>0,848</u> <0,00000
108	11.01.2014-16.07.2016	<u>0,204</u> 0,06336	<u>-0,284</u> 0,203314	<u>0,417</u> 0,000104	<u>-0,026</u> 0,000000		<u>0,848</u> <0,00000
109	11.01.2014-3.08.2016	<u>0,193</u> 0,074644	<u>-0,260</u> 0,237695	<u>0,423</u> 0,000074	<u>-0,026</u> 0,000000	<u>-0,026</u> 0,00000	<u>0,848</u> <0,00000
110	11.01.2014-6.08.2016	<u>0,193</u> 0,073479	<u>-0,260</u> 0,235098	<u>0,422</u> 0,000075	<u>-0,026</u> 0,000000	<u>-0,026</u> 0,00000	<u>0,850</u> <0,00000
111	11.01.2014-15.08.2016	<u>0,189</u> 0,075662	<u>-0,251</u> 0,244503	<u>0,424</u> 0,000057	<u>-0,026</u> 0,000000	<u>-0,026</u> 0,00000	<u>0,851</u> <0,00000
112	11.01.2014-16.08.2016					<u>0,00994</u> 0,00000	<u>0,756</u> <0,00000
113	11.01.2014-17.08.2016	<u>0,181</u> 0,083242	<u>-0,235</u> 0,266867	<u>0,421</u> 0,000054	<u>-0,025</u> 0,000000	<u>-0,026</u> 0,00000	<u>0,854</u> <0,00000
114	11.01.2014-19.08.2016	<u>0,189</u> 0,072183	<u>-0,26</u> 0,261777	<u>0,396</u> 0,000125	<u>-0,025</u> 0,000000		<u>0,850</u> <0,00000
115	11.01.2014-19.08.2016	<u>0,193</u> 0,065645	<u>-0,266</u> 0,208325	<u>0,402</u> 0,000074	<u>-0,025</u> 0,000000		<u>0,850</u> <0,00000
116	11.01.2014-30.08.2016	<u>0,191</u> 0,067793	<u>-0,263</u> 0,211325	<u>0,411</u> 0,000038	<u>-0,025</u> 0,000000		<u>0,852</u> <0,00000
117	11.01.2014-2.09.2016	<u>0,192</u> 0,06351	<u>-0,268</u> 0,202766	<u>0,417</u> 0,000025	<u>-0,025</u> 0,000000		<u>0,852</u> <0,00000
118	11.01.2014-3.09.2016	<u>0,202</u> 0,051422	<u>-0,294</u> 0,161601	<u>0,396</u> 0,000026	<u>-0,025</u> 0,000000		<u>0,849</u> <0,00000
119	11.01.2014-4.09.2016	<u>0,196</u> 0,055976	<u>-0,279</u> 0,176914	<u>0,398</u> 0,000043	<u>-0,024</u> 0,000000		<u>0,850</u> <0,00000
120	11.01.2014-12.09.2016	<u>0,197</u> 0,053218	<u>-0,282</u> 0,171178	<u>0,401</u> 0,000032	<u>-0,024</u> 0,000000		<u>0,850</u> <0,00000
121	11.01.2014-13.09.2016	<u>0,191</u> 0,058879	<u>-0,271</u> 0,185034	<u>0,398</u> 0,000033	<u>-0,024</u> 0,000000		<u>0,851</u> <0,00000
122	11.01.2014-18.09.2016	<u>0,194</u> 0,053783	<u>-0,277</u> 0,173751	<u>0,407</u> 0,000021	<u>-0,024</u> 0,000000		<u>0,851</u> <0,00000
123	11.01.2014-19.09.2016	<u>0,198</u> 0,049223	<u>-0,282</u> 0,164996	<u>0,411</u> 0,000017	<u>-0,024</u> 0,000000		<u>0,851</u> <0,00000

Анализ построенных 120 моделей показывает, что показатель H_d принимает участие в построении 85 моделей, $P_{затр}$ – в построении 57, B – 63, $Q_{ж}$ – 62, Q_n – 83, $H_{внк}$ – 52, $H_{нас}$ – 65, $H_{погр}$ – 62.

Выполним сравнение количества используемых показателей при построении моделей для вычисления значений $P_{заб}^M$ для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Распределение частоты встречаемости показателей, используемых при построении временных многомерных моделей

Объекты разработки	Показатели							
	H_d	$P_{затр}$	B	$Q_{ж}$	Q_n	$H_{внк}$	$H_{нас}$	$H_{погр}$
Тл-Бб Шершневого месторождения	0,609	0,672	0,645	0,672	0,800	0,827	0,781	0,372
Т-Фм Маговского месторождения	0,708	0,475	0,525	0,516	0,691	0,433	0,541	0,516

Анализ распределения частоты встречаемости показателей используемых при построении временных многомерных моделей, показывает, что они значительно различаются для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений. Особенно значительные различия получены по показателям $P_{затр}$, $H_{внк}$, $H_{погр}$.

Выполним сравнение средних значений коэффициентов в построенных временных моделях для изучаемых объектов разработки (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Сравнение средних значений коэффициентов при показателях в построенных временных многомерных моделях

Коэффициенты при показателях	Среднее $\pm$ ср. кв. откл.		Минимальное значение		Максимальное значение	
	Объект Тл-Бб Шершневого месторождения	Т-Фм Маговского месторождения	Объект Тл-Бб Шершневого месторождения	Т-Фм Маговского месторождения	Объект Тл-Бб Шершневого месторождения	Т-Фм Маговского месторождения
H_d	-0,004 $\pm$ 0,003	-0,007 $\pm$ 0,007	-0,014	-0,001	0,031	0,005
$P_{затр}$	1,116 $\pm$ 0,448	0,520 $\pm$ 0,470	-0,075	-0,7	2,665	1,547
B	0,269 $\pm$ 0,144	0,148 $\pm$ 0,172	-0,128	-0,1	0,470	0,836
$Q_{ж}$	-0,366 $\pm$ 0,342	0,324 $\pm$ 0,371	-0,962	-0,001	0,645	1,7
Q_n	0,443 $\pm$ 0,374	-0,319 $\pm$ 0,757	0,011	-3,4	1,199	0,188
$H_{внк}$	0,112 $\pm$ 0,049	0,593 $\pm$ 1,842	-0,094	-1,1	0,201	13,5
$H_{нас}$	-0,009 $\pm$ 0,004	-0,042 $\pm$ 0,099	-0,016	-0,6	0,013	-0,014
$H_{погр}$	-0,001 $\pm$ 0,009	-0,002 $\pm$ 0,011	-0,009	-0,001	0,004	0,010

Отсюда видно, что приведенные характеристики коэффициентов при показателях в построенных временных многомерных моделях для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений значительно отличаются.

Для более полного анализа построенных временных многомерных моделей выполним сравнение изменения свободных членов уравнений регрессии и коэффициентов при показателях в них для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений. Изменения свободных членов уравнений регрессии во времени приведены на рисунке 4.18.

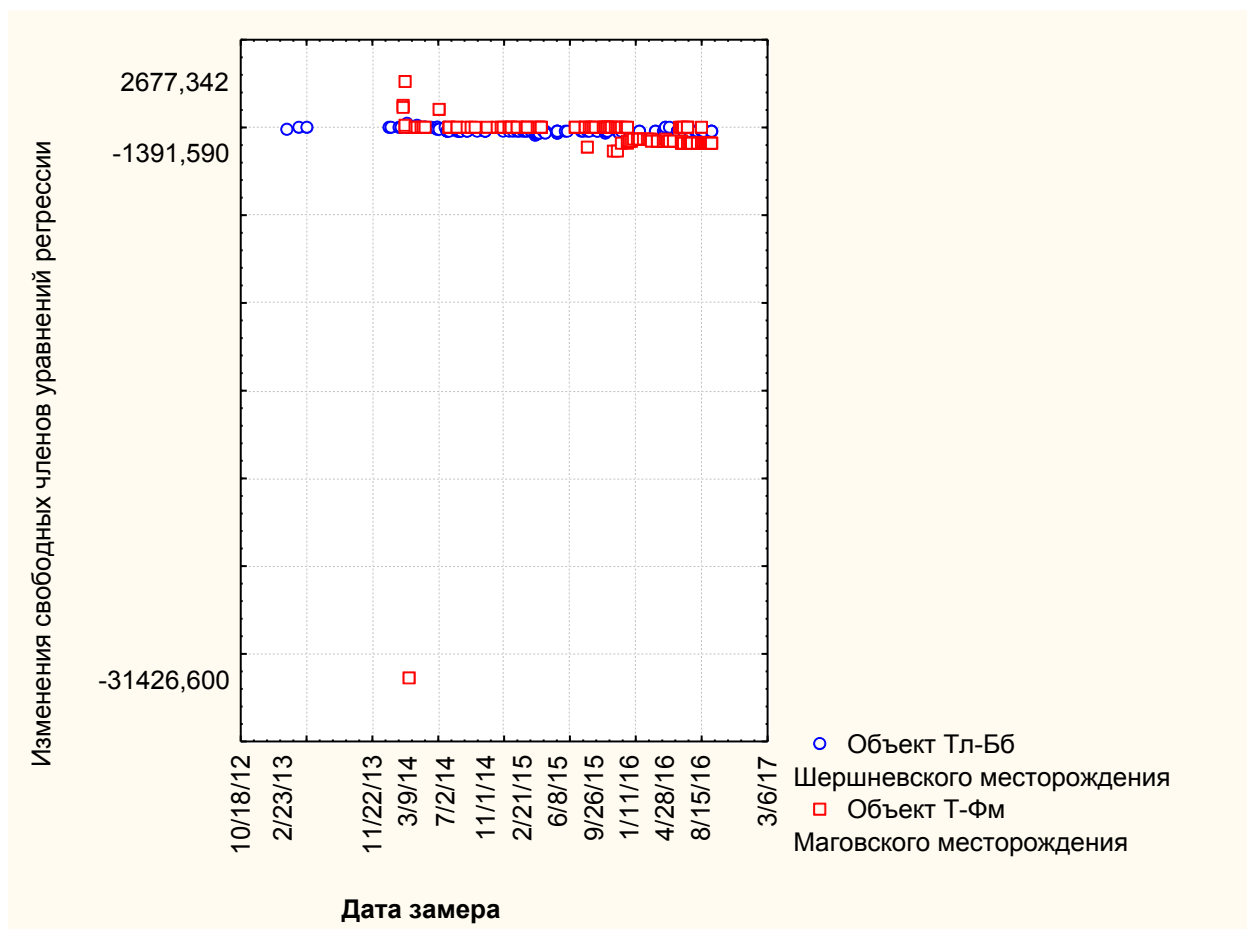


Рисунок 4.18 – Изменение значений свободных членов уравнений регрессии

Анализ данного графика для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения показывает, что в левой части наблюдается отрицательная корреляция между ними, в правой части – корреляция положительная. Для более детального анализа представленного соотношения были вычислены коэффициенты корреляции между значениями свободных членов уравнений регрессии и n таким образом, чтобы отрицательные корреляции левой части графика и положительные корреляции правой части графика характеризовались максимальными значениями коэффициентов корреляции r . В данном случае это условие выполняется при $n=54$. Для левой части графика значение $r=(-0,847)$, для правой – $r=0,613$. Это показывает, что свободные члены уравнений регрессии значительно корректирует значения

$R_{зб}^M$ в сторону его уменьшения в первом случае и выполняют корректировку в сторону повышения во втором случае. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений свободных членов уравнений регрессии во времени еще более сложное. Видно, что значения свободных членов имеют как положительные, так и отрицательные значения. Это показывает, что свободные члены уравнений регрессии значительно корректирует значения $R_{зб}^M$ в сторону его увеличения в первом случае и выполняет корректировку в сторону понижения во втором случае.

Отметим, что данный анализ был выполнен по всем коэффициентам при изучаемых показателях.

Изменение коэффициентов при N_d в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.19.

Для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения граничное значение, делящее поле корреляции на две части равно 60. Для левой части графика значение $r=(-0,851)$, для правой – $r=(-0,089)$. Это показывает, что до $n=60$ имеется отрицательное влияние значений коэффициентов при N_d на $R_{зб}^M$, затем практически отсутствует. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение коэффициентов при N_d построенных уравнений регрессии характеризуется сложным видом. Отметим, что показатель $R_{затр}$ достаточно избирательно принимал участие в построении многомерных моделей.

Изменение коэффициентов при $R_{затр}$ в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.20.

Анализ данного графика для объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения показывает, что граничное значение, делящее поле корреляции на две части равно 54. Значение $r=0,107$ составляет для левой части графика. Это показывает, что при данных значениях коэффициентов при $R_{затр}$ влияние на $R_{зб}^M$ не происходит. Для правой части наблюдается достаточно тесная обратная корреляция между $R_{зб}^M$ и коэффициентами при $R_{затр}$ – $r=(-0,89)$. Это показывает, что при $n>54$ проявляется отрицательное влияние значений коэффициентов при $R_{затр}$ на $R_{зб}^M$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при $R_{затр}$ построенных уравнений регрессии характеризуется двумя практически независимыми подполями изменений значений. Это показывает, что $R_{затр}$ достаточно избирательно по времени принимал участие в построении многомерных моделей.

Изменение коэффициентов при B в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.21.

Для Тл-Бб объекта разработки Шершневого месторождения показывает, что граничное значение, делящее поле корреляции на две части, равно 54. Значение r для левой части графика равно 0,766. Это показывает, что при данных значениях коэффициентов при B наблюдается

положительное влияние на $R_{заб}^M$. Для правой части имеется достаточно тесная обратная корреляция между коэффициентами при V и $R_{заб}^M$ – $r=(-0,579)$. Это свидетельствует о том, что при $n>54$ происходит отрицательное влияние значений коэффициентов при V на $R_{заб}^M$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при V в построенных моделях характеризуется двумя практически независимыми подполями изменений значений. В левой части графика изменения имеют случайный характер. В правой части графика при $T > 01.2.2016$ г. происходит закономерное повышение значений коэффициентов при V .

Изменение коэффициентов при $Q_{ж}$ в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.22.

Анализ графика для Тл-Бб объекта разработки Шершневского месторождения показывает, что граничное значение, делящее поле корреляции на две части, равно 60. Значение $r=(-0,726)$ характеризует соотношение, наблюдаемое в левой части графика. Это показывает, что при данных значениях коэффициентов при $Q_{ж}$ наблюдается положительное влияние на $R_{заб}^M$. Для правой части имеется достаточно тесная обратная корреляция между коэффициентами при $Q_{ж}$ и $R_{заб}^M$ – $r=(-0,579)$. Это показывает, что при $n>60$ происходит отрицательное влияние значений коэффициентов при $Q_{ж}$ на $R_{заб}^M$. Кроме этого отметим, что в пределах левой и правой частей графика имеется еще деление на два подполя, что свидетельствует об очень дифференцированном влиянии изменений $Q_{ж}$ на значения $R_{заб}^M$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при $Q_{ж}$ во времени снижаются.

Изменение коэффициентов при $Q_{н}$ в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.23.

Анализ графика для Тл-Бб объекта разработки Шершневского месторождения показывает, что граничное значение, делящее поле корреляции на две части, равно 54. Значение $r=0,615$ количественно характеризует силу корреляционной связи наблюдаемой в левой части графика. Это показывает, что при данных значениях коэффициентов при $Q_{н}$ происходит положительное влияние на $R_{заб}^M$. Для правой части имеется достаточно тесная обратная корреляция коэффициентов при $Q_{н}$ и $R_{заб}^M$ – $r=(-0,421)$. Это указывает на то, что при $n>54$ происходит отрицательное влияние значений коэффициентов при $Q_{н}$ на $R_{заб}^M$. Также отметим, что в пределах левой и правой частей графика как и в случае с коэффициентами при $Q_{ж}$, имеется еще деление на два подполя, что свидетельствует об очень избирательном влиянии изменений $Q_{н}$ на модельные значения $R_{заб}^M$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при $Q_{н}$ в построенных многомерных моделях во времени изменяется от отрицательных значениях к положительным.

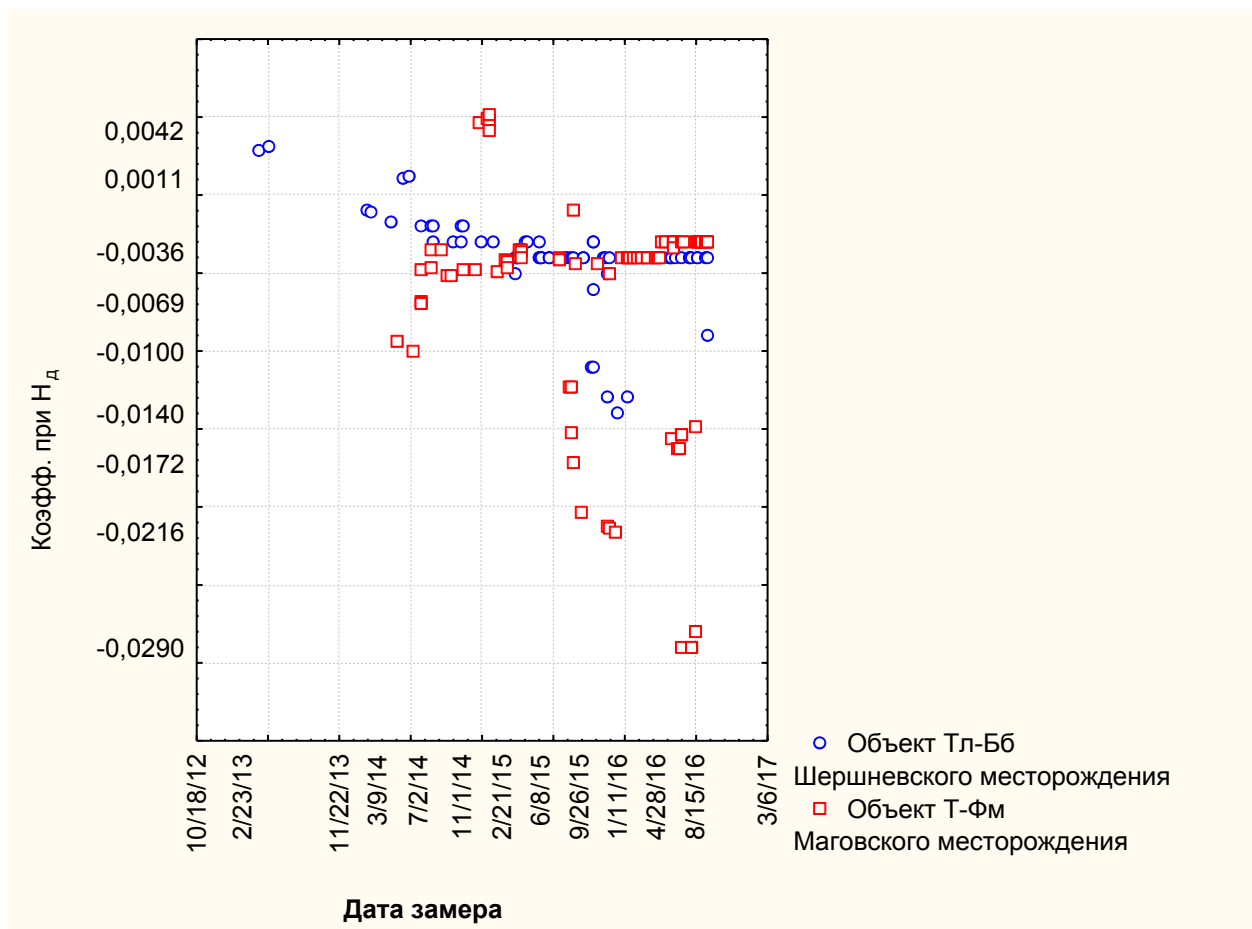
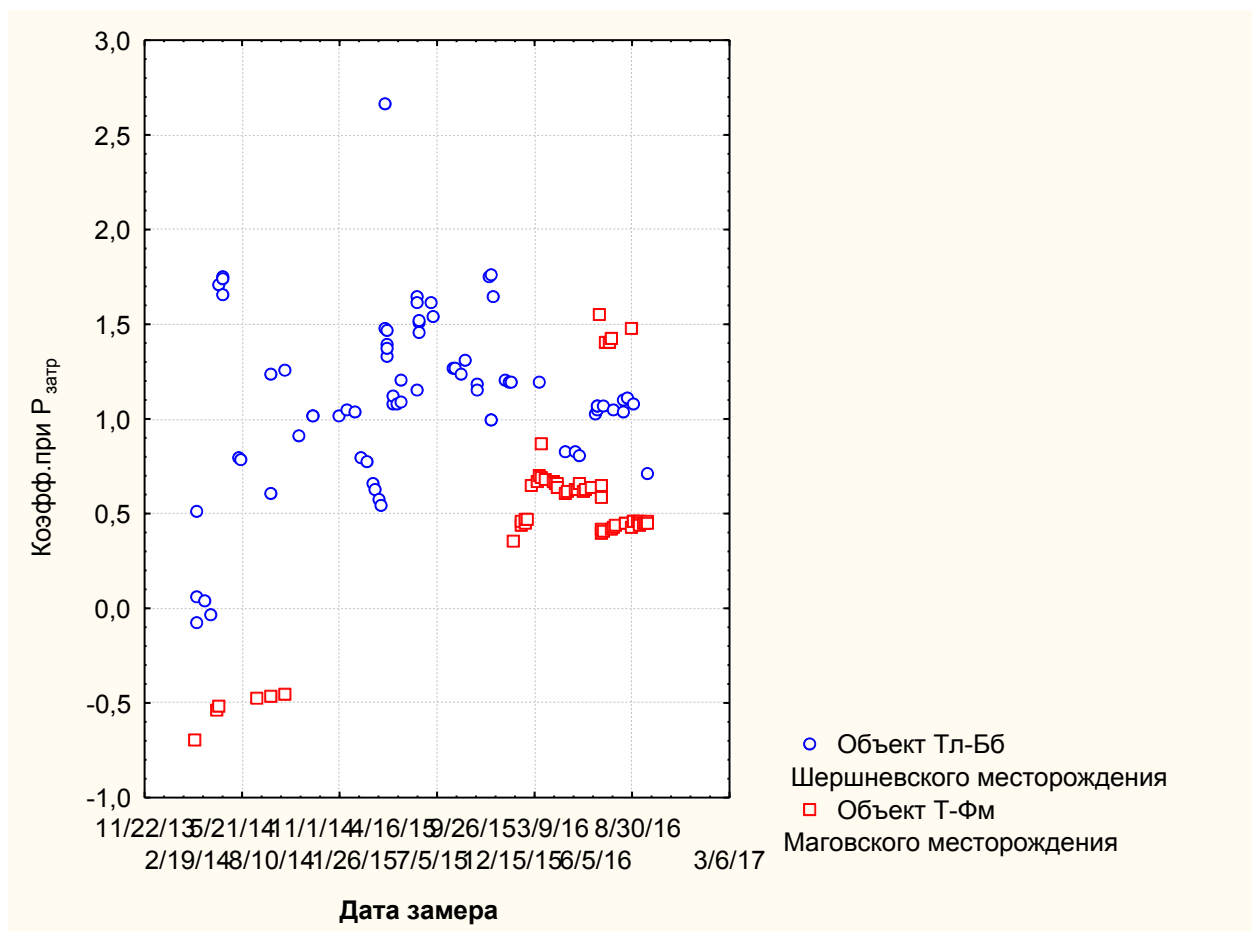


Рисунок 4.19 – Изменение значений коэффициентов при H_d



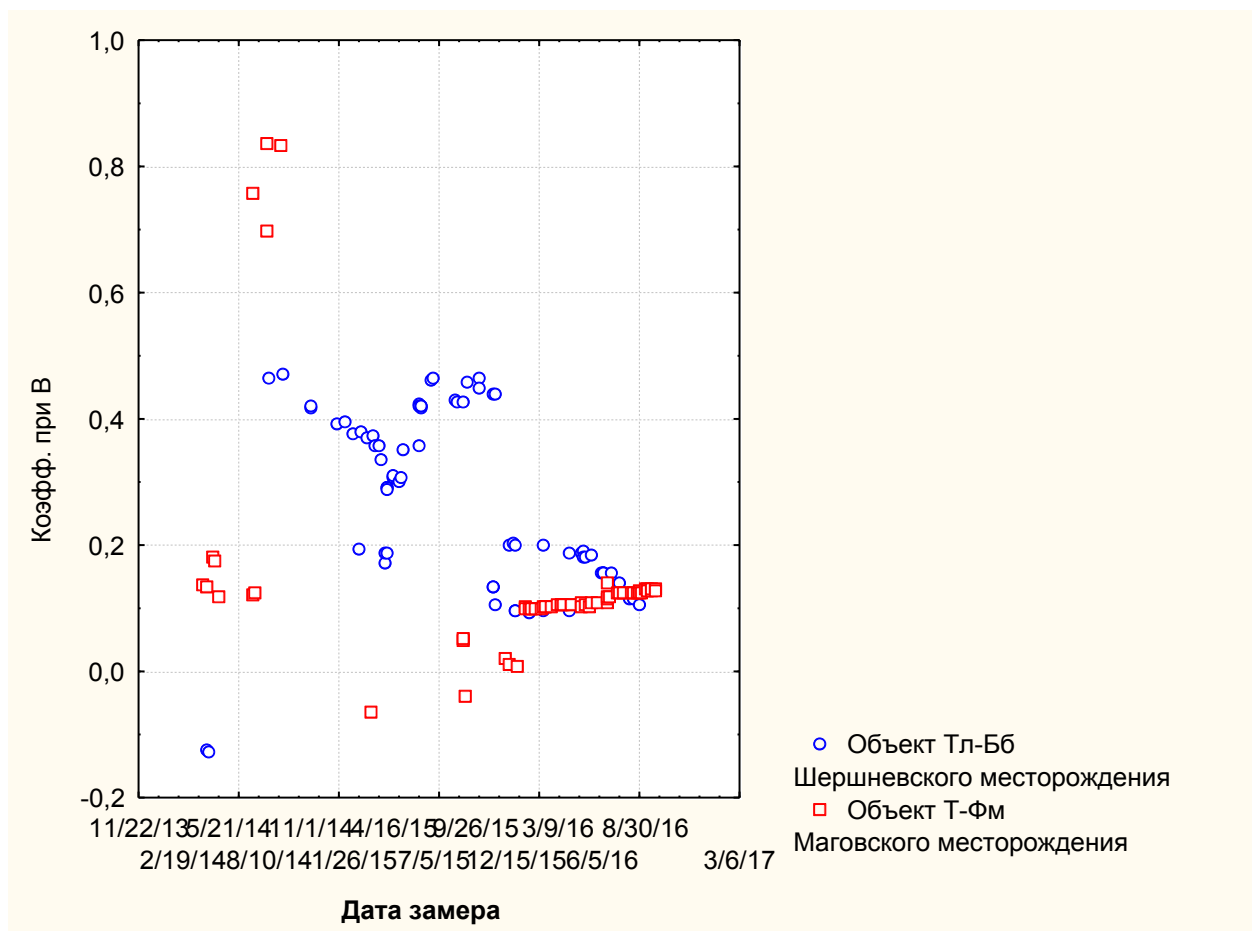
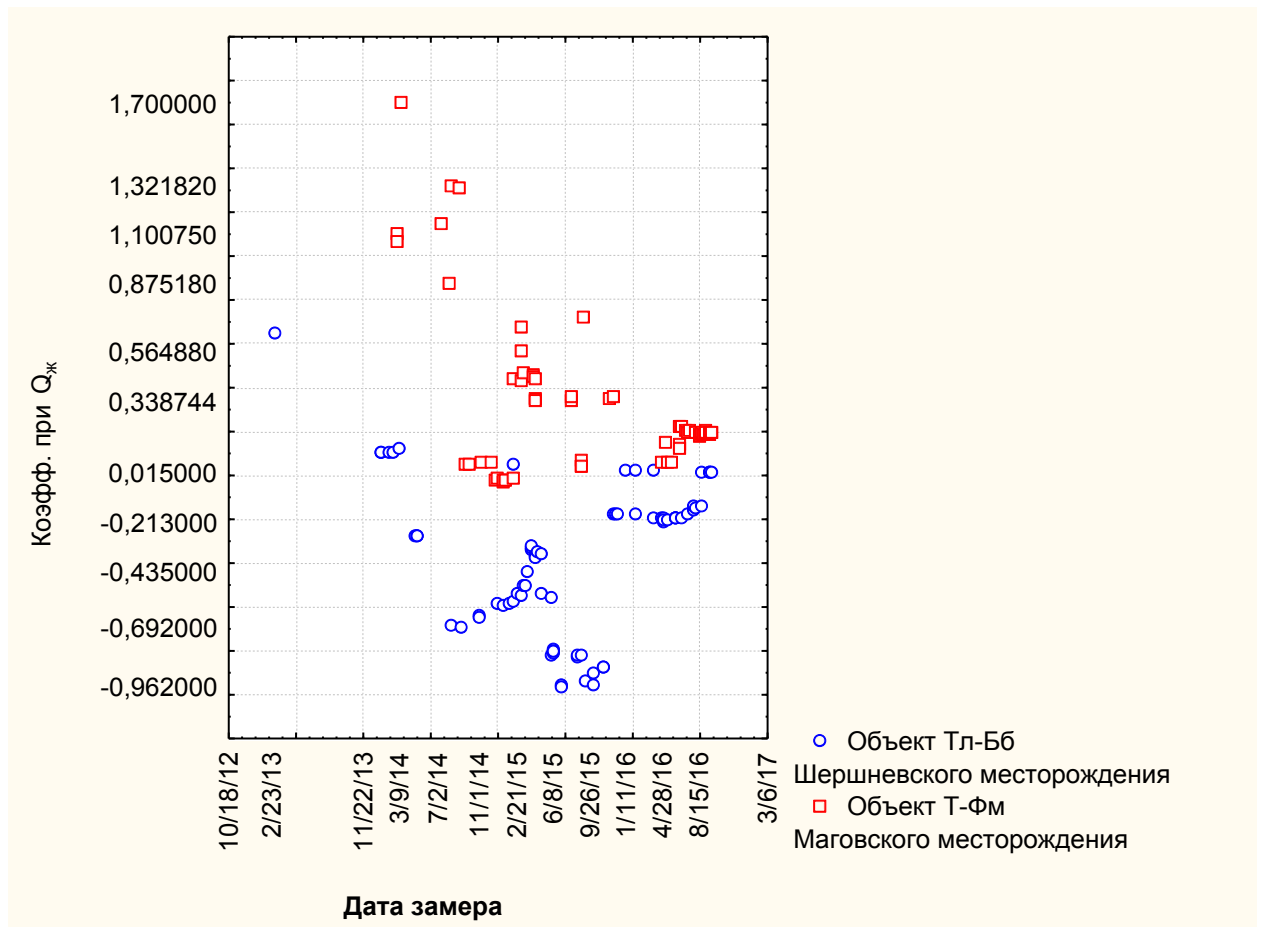


Рисунок 4.21 – Изменение значений коэффициентов при В

Рисунок 4.22 – Изменение значений коэффициентов при $Q_{ж}$

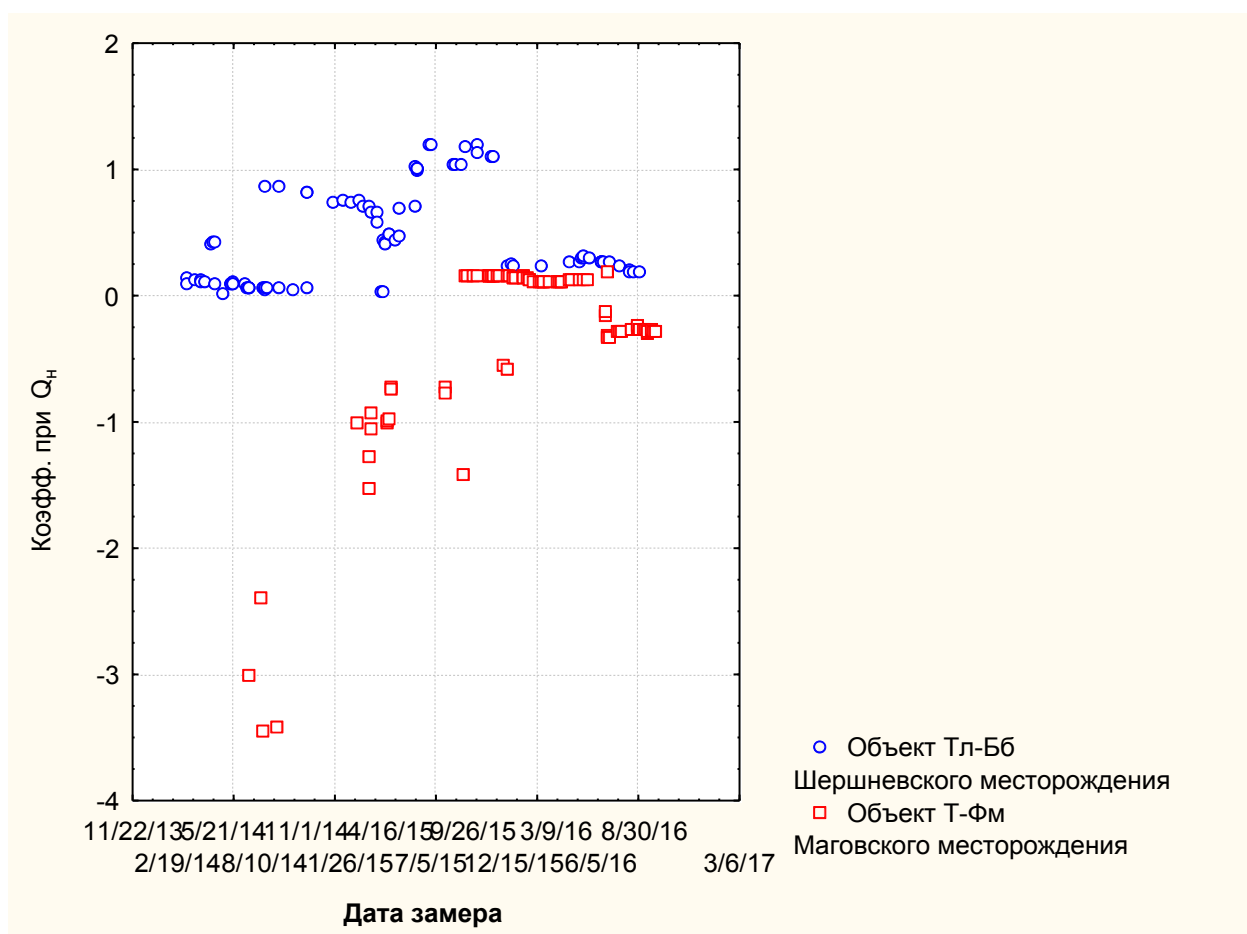


Рисунок 4.23 – Изменение значений коэффициентов при Q_n

Изменение коэффициентов при $H_{внк}$ в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.24.

Анализ графика для Тл-Бб объекта разработки Шершневого месторождения показывает, что критическое значение, делящее поле корреляции на два подполя равно 54. Значение $r=0,861$ количественно показывает, что имеется очень сильное положительное влияние коэффициентов при $H_{внк}$ на модельные значения $R_{зб}^M$ – левая часть графика. Для правой части также имеется достаточно тесная, но обратная корреляция между значениями коэффициентов при $H_{внк}$ и $R_{зб}^M$ – $r=(-0,790)$. Это показывает, что при $n>54$ происходит уменьшение влияния значений коэффициентов при $H_{внк}$ на $R_{зб}^M$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при $H_{внк}$ в построенных многомерных моделях во времени характеризуется двумя особенностями: в левой части графика изменения имеют случайный характер, а в правой части графика значения коэффициентов при Т в диапазоне от 01.02.2016 г. до 09.12.2016 г. присутствуют, но значения их изменяется незначительно.

Изменение коэффициентов при $H_{\text{нас}}$ в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.25.

Для Тл-Бб объекта разработки Шершневского месторождения в пределах данных изменений наблюдаются два подполя. Для первого подполя при $n < 60$ наблюдается уменьшение значений коэффициентов при $H_{\text{нас}}$ – $r = (-0,725)$, далее при $n > 60$ происходит повышение значений коэффициентов при $H_{\text{нас}}$, но с менее тесной корреляцией – $r = 0,449$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при $H_{\text{нас}}$ в построенных многомерных моделях во времени характеризуется двумя особенностями: в левой части графика коэффициенты встречаются редко, а в правой части графика значения коэффициентов при Т в диапазоне от 10.3.2015 г. до 9.12.2016 г присутствуют, их значения отрицательные и мало изменяется.

Изменение коэффициентов при $H_{\text{погр}}$ в построенных многомерных моделях приведено на рисунке 4.26.

Для Тл-Бб объекта разработки Шершневского месторождения критическое значение, делящее поле корреляции на две части, равно 64. Значение $r = 0,898$ показывает, что имеется очень сильное положительное влияние коэффициентов при $H_{\text{погр}}$ на модельные значения $R_{\text{заб}}^M$ – левая часть графика. Для правой части также имеется положительная, но менее тесная корреляция – $r = 0,427$. Отметим, что здесь подполе состоит из двух практически независимых частей. Это показывает, что при $n > 64$ происходит значительная дифференциация влияния значений коэффициентов при $H_{\text{погр}}$ на $R_{\text{заб}}^M$. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения изменение значений коэффициентов при $H_{\text{погр}}$ распределяется избирательно по времени в построенных многомерных моделях. Отметим, что значения коэффициентов при $H_{\text{погр}}$ во времени значительно снижаются.

Изменения коэффициентов множественной корреляции R в многомерных моделях для пластов Тл-Бб Шершневского и Т-Фм Маговского месторождений приведены на рисунке 4.27.

Для объекта разработки Тл-Бб Шершневского месторождения видно, что в пределах данных соотношений до $n = 54$ наблюдаются незначительное изменение значений R , далее происходит резкое их уменьшение. Практически на всех графиках соотношений между значениями коэффициентов при показателях и величиной n данная граница в той или иной форме прослеживается, что было показано выше при анализе графиков приведенных на рисунках 4.19 – 4.26. Для сравнения изменения изучаемых коэффициентов в едином числовом пространстве рассмотрим, как изменяются значения доверительной вероятности- p при увеличении значений T по изучаемым показателям. Значения p по построенным многомерным моделям приведены в таблице 4.2, по данным которой построен график их изменений (рис. 4.28).

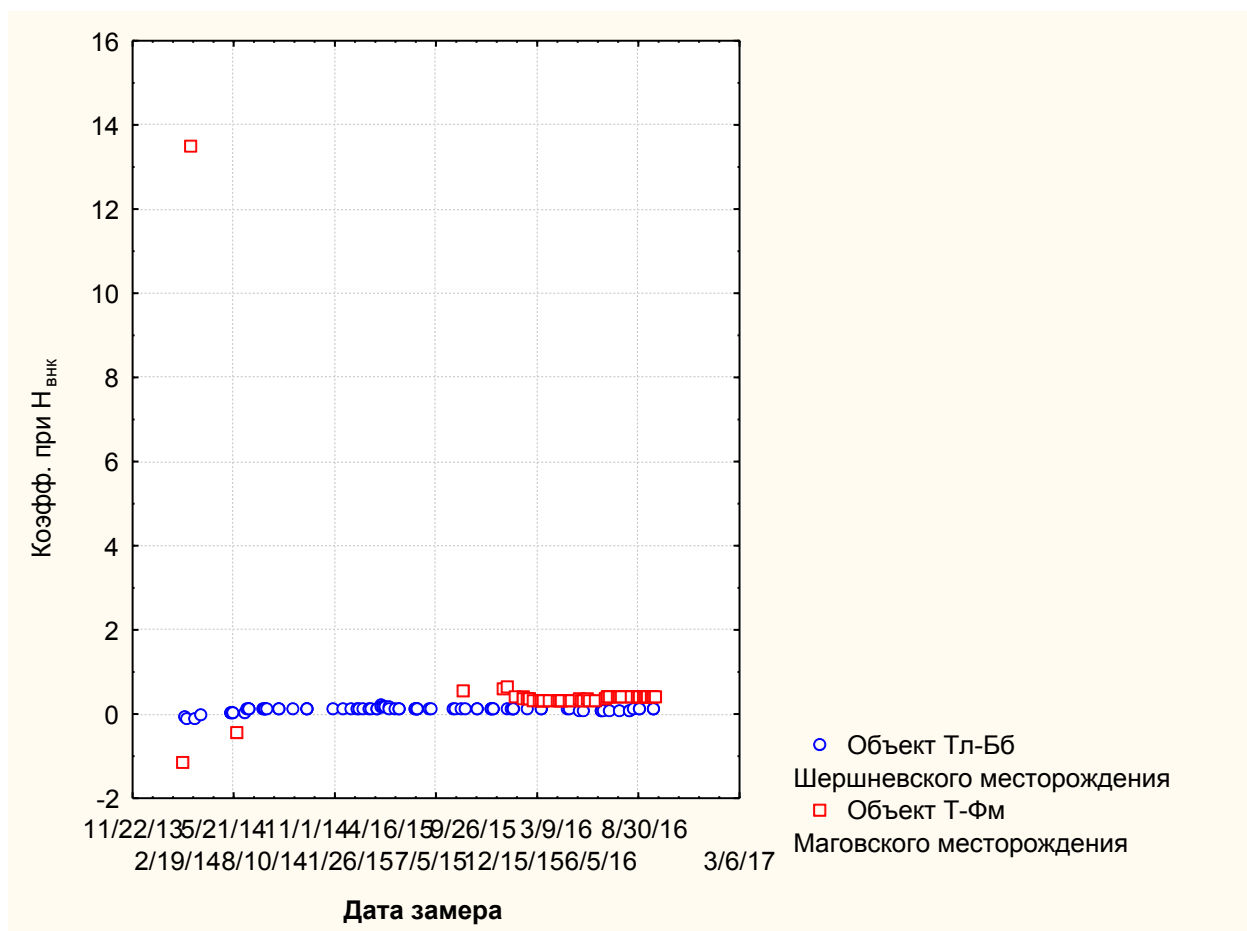


Рисунок 4.24 – Изменение значений коэффициентов при $H_{\text{внк}}$

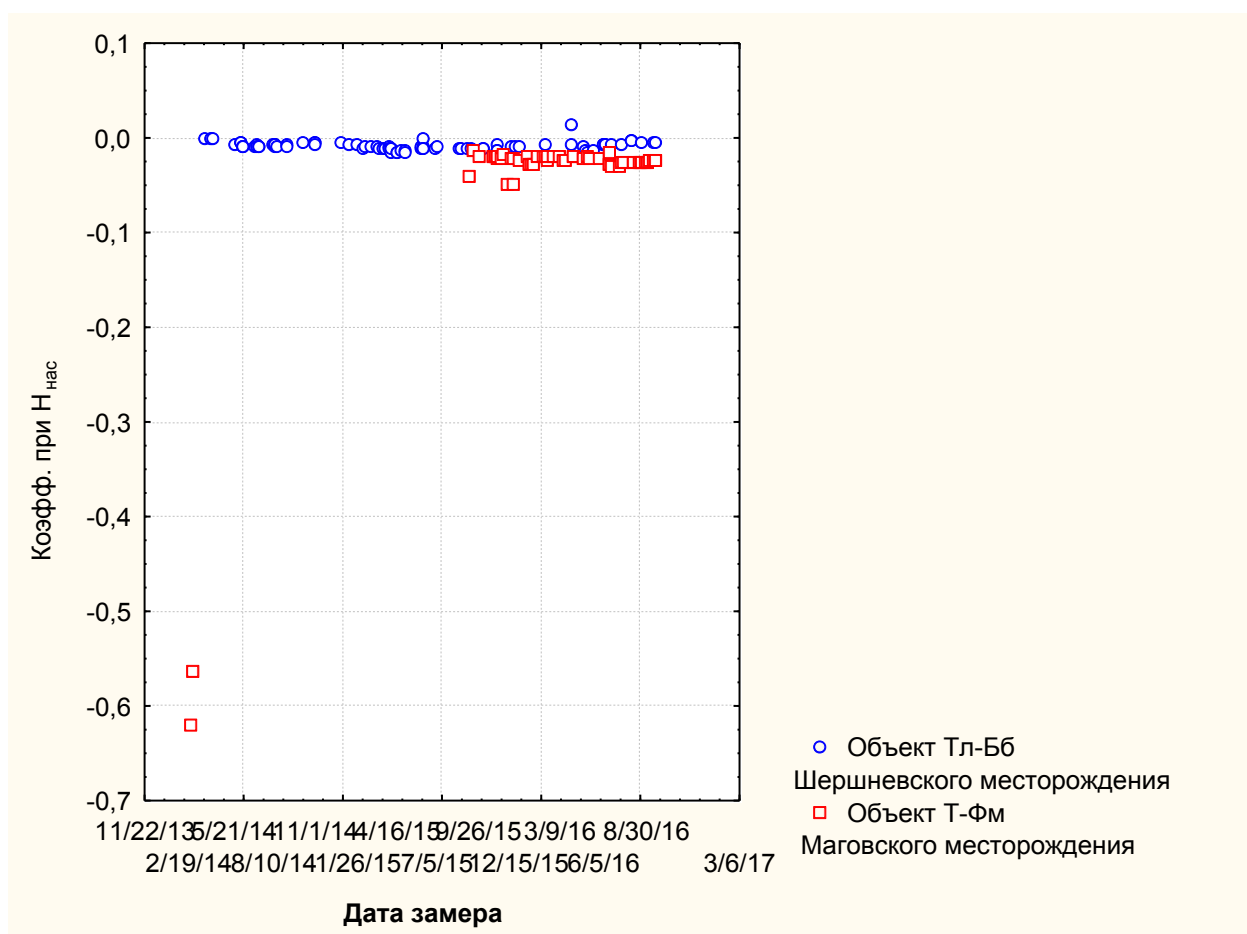


Рисунок 4.25 – Изменение значений коэффициентов при $H_{\text{нас}}$

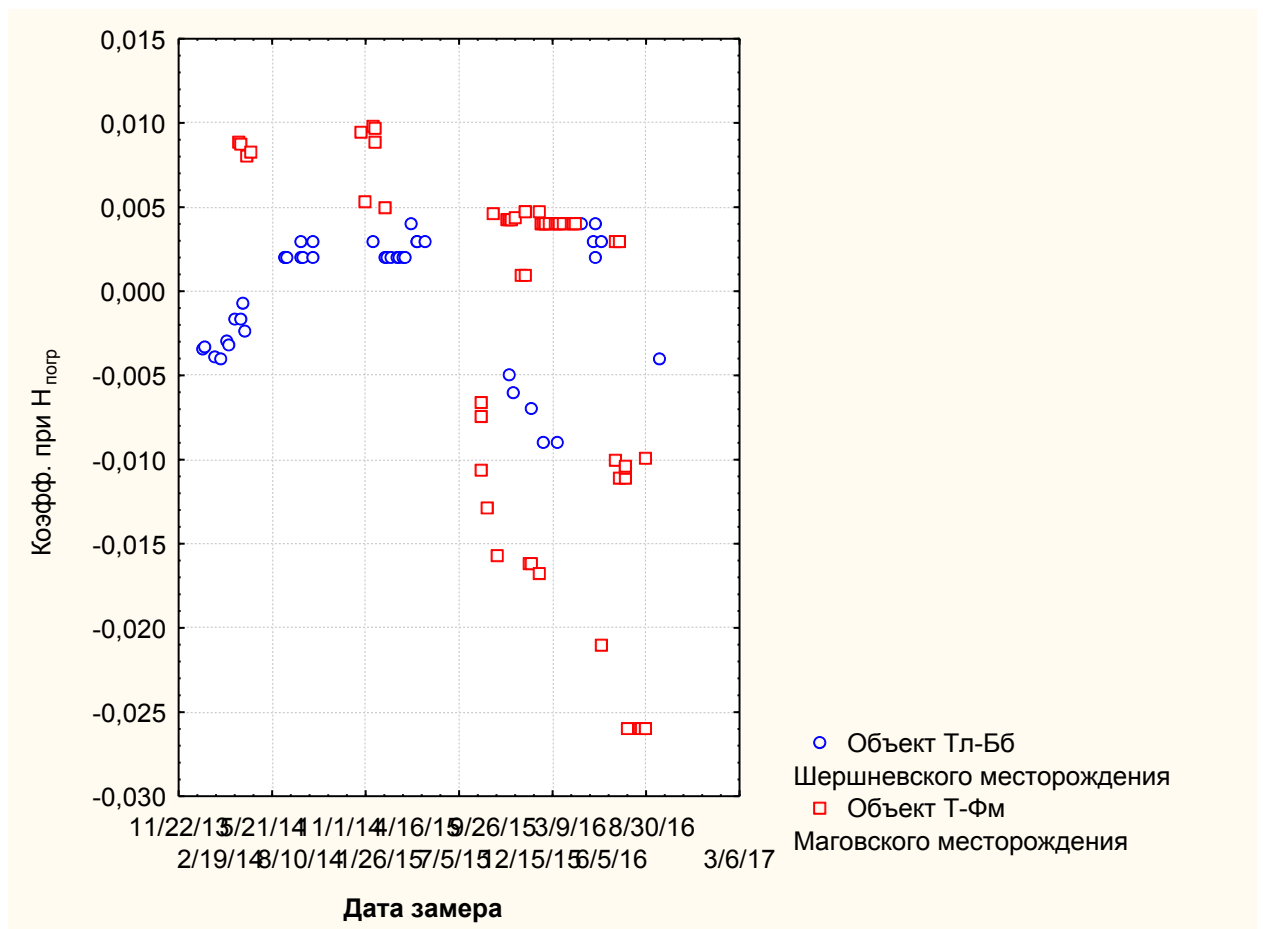


Рисунок 4.26 – Изменение значений коэффициентов при $H_{\text{погр}}$

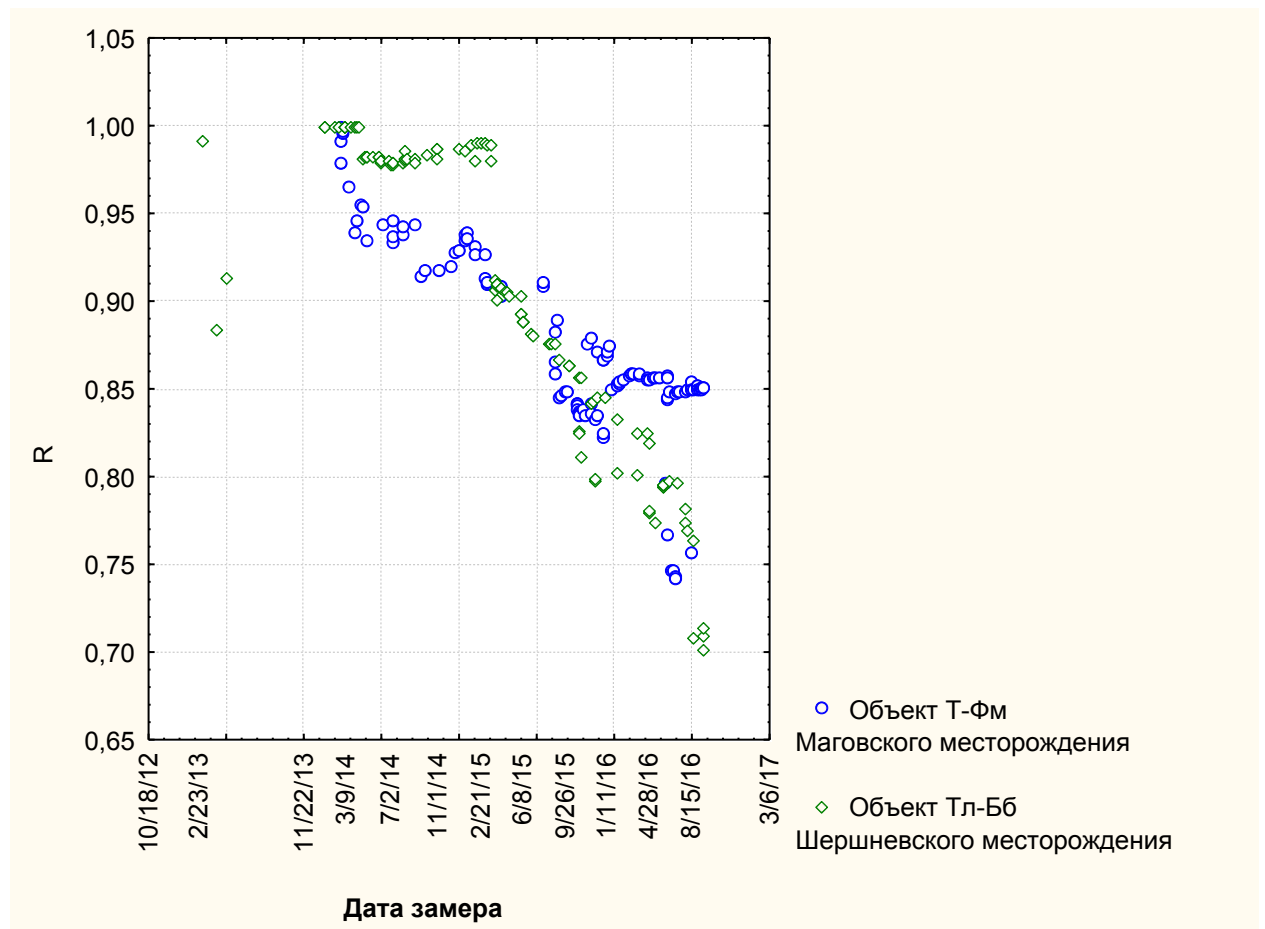


Рисунок 4.27 – Изменение значений коэффициентов множественной корреляции R

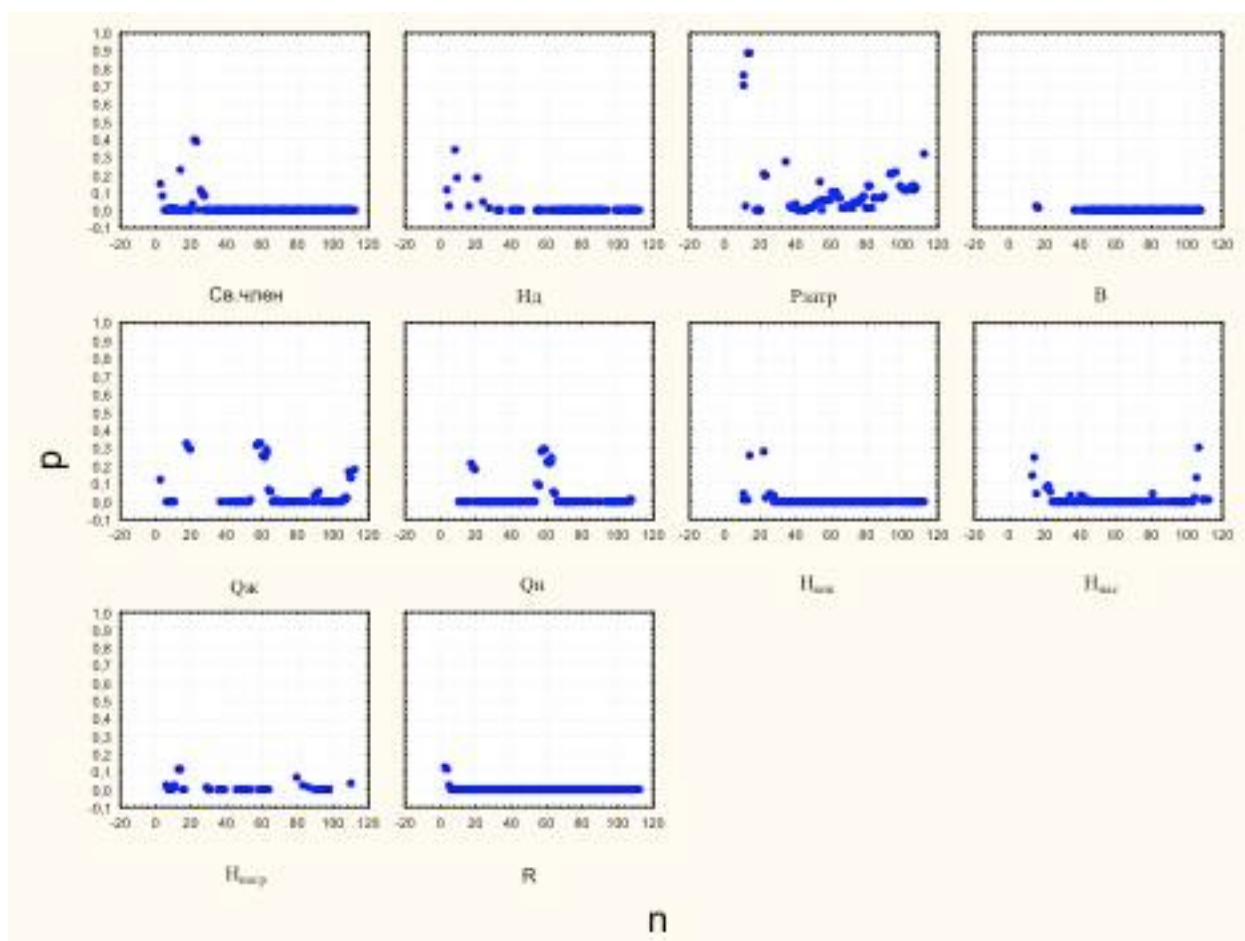


Рисунок 4.28 – Изменение значений доверительной вероятности- p по характеристикам уравнений регрессии

Из рисунка 4.28 видно, что значения коэффициентов доверительной вероятности p для свободного члена уравнений практически не изменяются. Коэффициент при изучаемых показателях практически во всех случаях для всех построенных моделей характеризуется высокими значениями p . Анализ графиков, характеризующих коэффициенты, при показателях, представленных на рисунке 28, показывает, что на всех наблюдаются изменения направлений практически при одних и тех же значениях по n . Эти «переломы» наблюдаются при значениях по n от 40 до 60, что соответствует данным, приведенным на графиках соотношений между коэффициентами при показателях построенных уравнений регрессии. Следовательно, можно выделить две группы в предположении, что значения коэффициентов при изучаемых показателях в уравнениях регрессии, значения свободных членов уравнений регрессии и значения множественного коэффициента корреляции R характеризуются различными значениями в пределах наблюдаемых групп. Для пласта Т-Фм Маговского месторождения

изменение значений R во времени характеризуется достаточно закономерным снижением значений, при этом в левой части графика оно более закономерное, чем в правой. Практически на всех графиках соотношений между значениями коэффициентов при показателях и величиной T данная особенность в той или иной форме проявляется, что было показано выше при анализе графиков, приведенных на рисунках 4.19-26. Следовательно, как и для пласта Тл-Бб Шершневского, так и для пласта Т-Фм Маговского месторождений можно выделить две группы в предположении, что значения коэффициентов при изучаемых показателях в уравнениях регрессии, значения свободных членов уравнений регрессии и значения множественного коэффициента корреляции R характеризуются различными значениями в пределах наблюдаемых групп. Для комплексной оценки этих различий, полученных при построении многомерных моделей, будем использовать линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Возможность построения линейной дискриминантной функции (ЛДФ) сводится к следующему. Если обозначить через X_{ij} значения показателей с номером i в точке наблюдения с номером j , полученных в диапазоне значений при $n < 55$ (Группа 1), то в результате может быть получена матрица W_1 порядка m и n_1 результатов наблюдений над этой выборкой:

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n_1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn_1} \end{bmatrix}. \quad (30)$$

Обозначим через X_{ij}^1 значения показателей при переменных с номером i в точке с номером j , из выборки в пределах значений при $n > 55$ (Группа 2), получим матрицу W_2 порядка $m \times n_2$:

$$W_2 = \begin{bmatrix} X_{11}^1 & X_{12}^1 & \dots & X_{1n_2}^1 \\ X_{21}^1 & X_{22}^1 & \dots & X_{2n_2}^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{m1}^1 & X_{m2}^1 & \dots & X_{mn_2}^1 \end{bmatrix}, \quad (31)$$

где m – число показателей; n_1, n_2 – объем выборок.

Для построения ЛДФ составляются матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, по ним вычисляется выборочная матрица. Далее для определения коэффициентов линейной дискриминантной функции находится обратная выборочная ковариационная матрица – матрица C . Затем вычисляют граничные значения дискриминантных функций (R_0), которые делят выборку на два подмножества. Надежность классификации вычисляют с помощью критерия Пирсона χ^2 . Для разработки данных моделей использовалась изучаемая выборка.

В результате реализации данного метода для объекта разработки Тл-Бб получена следующая линейная дискриминантная функция:

$$Z = -0,0083B - 0,0012H_{\text{погр}} + 0,0381H_{\text{внк}} - 0,0734Q_{\text{н}} + 0,0494Q_{\text{ж}} - 76,762, \quad (32)$$

при $R=0,552$, $\chi^2=39,21$, $p=0,000$;

По данной функции были вычислены значения Z для всей выборки и определены значения вероятности принадлежности к первому классу $P(Z)$. Соотношение между Z и $P(Z)$ приведено на рисунке 4.29.

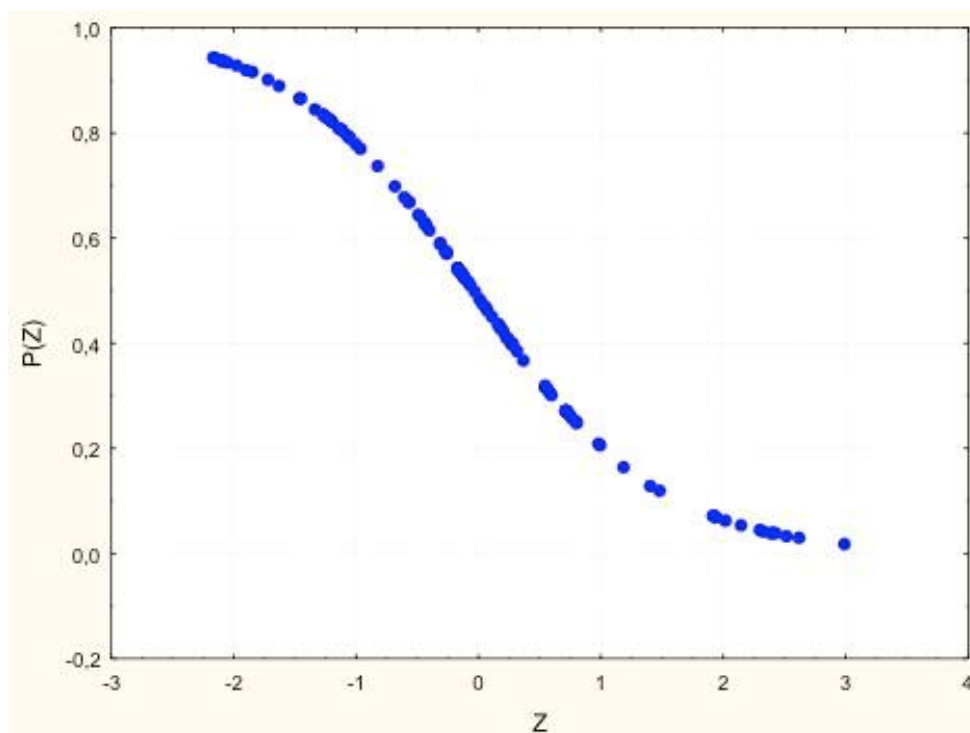


Рисунок 4.29 – Зависимость значений $P(Z)$ от Z

Отсюда видно, что при увеличении значений Z величина $P(Z)$ закономерно снижается. Среднее значение Z для первого класса составляет 0,669, для второго класса 0,645. Полученное разделение на классы использовано при построении многомерных моделей для прогнозирования значений $P_{\text{заб}}$. О том, что в процессе разработки происходят количественные изменения могут свидетельствовать сравнения их средних значений, а также соотношений между изучаемыми показателями в пределах двух статистически обоснованных классов (табл. 4.5). Для оценки различий в средних значениях по показателям вычислим значение критерия t .

Сравнение изучаемых показателей приведено в таблице 4.5.

Сравнение средних значений показало, что они статистически различаются по $H_{\text{д}}$, B , $Q_{\text{н}}$, $H_{\text{внк}}$, $H_{\text{нас}}$, $H_{\text{погр}}$. Для более глубокого статистического анализа вычислим коэффициенты r для двух выделенных классов (табл. 4.6).

Таблица 4.5

Сравнение средних значений показателей объекта разработки Тл-Бб Шершневого месторождения

Показатели	Статистические характеристики показателей		Критерии $\frac{t}{p}$
	Класс-1	Класс-2	
Рзаб, Мпа	9,3±3,6	9,0±3,0	$\frac{0,36819}{0,713438}$
Нд, м	940,3±394,3	1118,9±343,0	$\frac{-2,56075}{0,011800}$
Рзатр, атм	1,002±0,367	1,049±0,311	$\frac{-0,73967}{0,461681}$
В, %	4,5±10,9	28,3±8,3	$\frac{-4,702780}{0,000007}$
Qж, м ³ /сутки	48,7±32,8	43,0±28,1	$\frac{0,97312}{0,332631}$
Qн, т/сутки	39,9±27,6	22,2±19,1	$\frac{3,94851}{0,000139}$
Нвнк, м	2039,2±10,2	2044,2±8,3	$\frac{-2,82886}{0,005553}$
Ннас, м	1862,8±80,3	1783,9±152,3	$\frac{3,41041}{0,000908}$
Нпогр, м	922,5±417,2	664,9±370,1	$\frac{3,45868}{0,000908}$

Таблица 4.6

Корреляционная матрица

(верхняя строка – данные по классу 1, нижняя строка – данные по классу 2)

	Рзаб	Нд	Рзатр	В	Qж	Qн	Нвнк	Ннас	Нпогр
Рзаб	$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,53^*}{-0,56^*}$	$\frac{0,12}{0,21}$	$\frac{0,47^*}{0,46^*}$	$\frac{0,51^*}{0,51^*}$	$\frac{0,46^*}{0,18}$	$\frac{0,46^*}{0,40^*}$	$\frac{0,01}{-0,37^*}$	$\frac{0,50^*}{0,36^*}$
Нд		$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,19}{-0,23}$	$\frac{-0,18}{-0,38^*}$	$\frac{-0,56^*}{-0,59^*}$	$\frac{-0,54^*}{-0,27^*}$	$\frac{0,08}{0,14}$	$\frac{-0,19}{0,04}$	$\frac{-0,98^*}{-0,91^*}$
Рзатр			$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,20}{0,06}$	$\frac{0,18}{0,36^*}$	$\frac{0,19}{0,23}$	$\frac{0,12}{0,18}$	$\frac{-0,26}{0,10}$	$\frac{-0,29}{0,25}$
В				$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,11}{0,47^*}$	$\frac{-0,21}{-0,40^*}$	$\frac{-0,13}{0,45^*}$	$\frac{0,16}{-0,45^*}$	$\frac{0,20}{0,17}$
Qж					$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,99^*}{0,57^*}$	$\frac{0,44^*}{0,27^*}$	$\frac{0,43^*}{0,32^*}$	$\frac{0,62^*}{0,57^*}$
Qн						$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,44^*}{-0,01}$	$\frac{0,43^*}{0,32^*}$	$\frac{0,59^*}{0,38^*}$
Нвнк							$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,07}{-0,43^*}$	$\frac{-0,06}{-0,05}$
Ннас								$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,37^*}{0,38^*}$
Нпогр									$\frac{1,00}{1,00}$

Примечание: *значимые корреляционные связи

Анализ значений r с учетом выделенных классов показал, что в ряде случаев значения коэффициентов значительно отличаются между собой. Например, корреляция между $R_{заб}$ и Q_n для первого класса статистически значимая, для второго – нет. Корреляция между $R_{заб}$ и $H_{нас}$ в первом случае практически отсутствует, тогда как для второго класса она обратная статистически значимая. Между показателями в ряде случаев также имеются значительные различия в значениях r . Например, корреляция между Q_n и $H_{внк}$ для первого класса прямая статистически значимая, для второго наблюдается практическое её отсутствие. Это свидетельствует о том, что выделенные классы с помощью метода ЛДА для объекта Тл-Бб действительно отличаются.

Для объекта Т-Фм получены следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = -0,00612H_{нас} - 0,51371 P_{затр} + 12,176, \quad (33)$$

$$\text{при } R=0,447, \chi^2=38,834, p=0,000;$$

$$Z_2 = 0,00383H_{нас} - 0,73199 P_{затр} - 5,948, \quad (34)$$

$$\text{при } R=0,311, \chi^2=12,167, p=0,000486;$$

Значения данных функций были использованы при определении временных границ для построения моделей прогнозирования $R_{заб}$.

Для практической реализации по объекту Тл-Бб Шершневого месторождения при прогнозе значений $R_{заб}$ первоначально построим многомерную модель по всем данным, которая имеет следующий вид:

$$R_{заб}^M = -206,749 - 0,004H_d + 0,112H_{внк} - 0,005H_{нас} + 0,015Q_{ж} + 0,714P_{затр}, \quad (35)$$

при $R=0,714$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 2,38МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,533$, $R=0,687$; 0,701; 0,711; 0,714. По данной модели были вычислены значения $R_{заб}^M$ по всем данным (табл. 4.7) и сопоставлены с $R_{заб}$ (рис. 4.31).

Таблица 4.7

Сравнение $R_{заб}$ с $R_{заб}^M$, $R_{заб}^{M1}+R_{заб}^{M2}$, $R_{заб}^{M1-1}+R_{заб}^{M1-2} + R_{заб}^{M2-1}+R_{заб}^{M2-2}$, $R_{заб}^{MM}$ по объекту Тл-Бб Шершневого месторождения

n	Скв.	Время замера-Т	$R_{заб}$, МПа	$R_{заб}^M$, МПа	$R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, МПа	$R_{заб}^{M1-1}$, $R_{заб}^{M1-2}$, $R_{заб}^{M2-1}$, $R_{заб}^{M2-2}$, МПа	$R_{заб}^{MM}$, МПа
1	213	7.01.2013	11,89	11,66	5,88	11,96	10,34
2	213	23.02.2013	12,29	11,19	11,62	11,96	12,09
3	213	6.03.2013	12,39	11,14	11,31	11,99	12,01
4	213	4.10.2013	12,10	11,32	11,30	12,03	12,05

5	213	5.9.2014	11,90	11,44	11,41	12,03	12,09
6	63	14.01.2014	5,89	6,48	5,24	5,75	5,34
7	66	15.01.2014	4,68	6,93	7,04	5,67	5,89
8	63	9.02.2014	5,88	6,20	4,97	5,73	5,22
9	66	19.02.2014	4,68	6,58	6,34	5,61	5,60
10	67	7.03.2014	8,93	10,08	8,69	8,92	8,95
11	66	8.03.2014	4,58	6,70	6,15	5,64	5,57
12	63	9.03.2014	5,79	6,23	5,12	5,73	5,27
13	67	24.03.2014	8,93	9,51	8,27	8,92	8,77
14	213	5.04.2014	11,90	11,64	12,35	12,09	12,44
15	67	7.04.2014	8,34	9,32	8,67	8,63	8,67
16	63	13.04.2014	5,69	6,17	5,08	5,71	5,23
17	66	24.04.2014	7,68	6,83	7,05	5,73	5,92
18	63	1.05.2014	5,59	6,01	4,92	5,69	5,16
19	67	2.05.2014	8,63	9,48	8,33	8,61	8,56
20	213	2.05.2014	12,00	11,93	12,27	12,09	12,44
21	66	21.05.2014	5,71	6,03	6,11	5,65	5,51
22	67	5.06.2014	8,73	10,47	9,05	8,61	8,87
23	63	6.06.2014	5,49	6,13	5,02	5,67	5,19
24	66	7.06.2014	6,41	6,64	6,57	5,65	5,70
25	213	9.06.2014	11,80	11,26	12,26	12,09	12,38
26	67	10.06.2014	8,73	8,87	8,03	8,61	8,42
27	66	2.07.2014	5,98	7,54	6,92	5,74	5,94
28	65	8.07.2014	12,17	12,44	12,65	12,82	13,12
29	67	9.07.2014	8,63	10,47	8,96	9,01	9,13
30	213	9.07.2014	11,90	11,53	12,04	10,84	11,46
31	63	11.07.2014	5,49	6,01	5,02	4,89	4,63

32	65	6.08.2014	12,37	12,34	12,60	12,75	13,04
33	63	10.08.2014	5,49	5,95	4,76	4,59	3,34
34	67	10.08.2014	8,73	10,41	9,04	9,19	9,27
35	66	10.08.2014	6,28	7,62	7,00	7,94	7,52
36	213	10.08.2014	11,80	11,54	11,92	10,69	11,32
37	63	16.08.2014	5,89	6,05	4,94	4,79	4,54
38	213	6.09.2014	11,80	11,57	11,87	10,63	11,26
39	67	6.09.2014	8,63	8,89	8,62	8,69	8,66
40	65	6.10.2014	11,68	12,34	12,63	12,77	13,01
41	65	1.11.2014	11,57	12,40	13,14	13,36	13,62
42	67	1.11.2014	8,33	10,23	8,82	8,95	9,02
43	63	2.11.2014	5,39	6,45	5,34	5,26	5,03
44	213	25.12.2014	11,71	11,62	12,51	11,34	11,96
45	204	10.01.2015	9,91	8,16	10,45	10,70	10,58
46	202	26.01.2015	18,36	9,02	17,99	18,15	18,22
47	204	7.02.2015	9,92	7,69	9,41	9,46	9,35
48	202	11.02.2015	18,06	9,25	17,95	18,11	18,20
49	213	21.02.2015	11,51	12,21	12,49	12,55	12,85
50	204	4.03.2015	9,92	8,28	9,71	9,79	9,72
51	65	10.03.2015	11,78	12,21	12,49	12,55	12,85
52	66	19.03.2015	6,09	5,86	5,59	6,25	5,75
53	57	21.03.2015	4,11	6,34	7,11	7,07	6,84
54	236	29.03.2015	20,96	10,68	17,99	13,13	14,85
55	236	30.03.2015	10,06	10,78	12,50	13,83	13,63
56	66	2.04.2015	5,49	5,54	7,38	6,08	6,16
57	213	3.04.2015	11,81	11,95	9,60	11,14	10,95
58	67	4.04.2015	8,23	10,45	12,52	10,21	11,07

59	204	4.04.2015	9,70	8,39	7,60	9,24	8,69
60	65	4.04.2015	11,78	12,99	11,09	10,79	11,25
61	236	4.04.2015	9,96	9,99	10,30	10,16	10,31
62	57	25.04.2015	3,70	6,64	5,88	5,24	5,19
63	65	2.05.2015	11,78	12,30	11,12	10,81	11,21
64	204	2.05.2015	10,25	8,26	7,45	9,38	8,72
65	65	4.06.2015	11,78	12,65	11,03	10,75	11,18
66	204	4.06.2015	5,95	7,87	7,51	9,37	8,70
67	66	6.06.2015	5,98	5,66	7,47	6,06	6,18
68	57	8.06.2015	3,70	7,24	6,48	5,59	5,68
69	67	8.06.2015	8,14	10,03	12,10	10,03	10,78
70	236	8.06.2015	10,88	10,81	10,49	10,28	10,52
71	204	1.07.2015	7,05	8,99	8,61	10,04	9,61
72	236	5.07.2015	10,78	11,87	11,86	11,11	11,62
73	204	18.08.2015	12,47	8,65	8,61	10,09	9,62
74	57	22.08.2015	4,10	7,25	6,67	5,65	5,78
75	57	3.09.2015	5,60	7,35	6,61	5,64	5,77
76	204	10.09.2015	6,45	8,99	8,61	10,04	9,61
77	57	5.10.2015	4,00	8,06	7,34	6,06	6,35
78	204	5.10.2015	11,96	9,04	8,61	10,06	9,63
79	66	31.10.2015	7,38	5,83	7,82	6,27	6,46
80	57	2.11.2015	4,11	7,22	6,60	5,50	5,66
81	66	2.11.2015	6,98	6,01	7,93	6,34	6,56
82	204	5.11.2015	10,46	9,01	8,61	10,06	9,63
83	227	6.11.2015	11,51	11,17	10,49	11,70	11,55
84	66	3.12.2015	6,78	5,82	7,76	6,23	6,41
85	204	3.12.2015	12,06	9,01	8,61	10,06	9,63

86	66	15.12.2015	6,88	6,14	7,84	6,28	6,51
87	213	15.12.2015	11,70	11,92	10,11	11,74	11,52
88	63	16.12.2015	5,39	5,5	5,81	4,20	4,33
89	204	10.1.2016	12,46	9,01	8,61	10,06	9,63
90	63	8.02.2016	10,29	6,58	7,22	10,06	8,98
91	204	10.02.2016	12,66	9,01	8,61	11,79	10,84
92	63	1.04.2016	7,58	6,83	7,29	7,75	7,42
93	212	2.04.2016	13,15	11,15	10,08	10,61	10,64
94	67	25.04.2016	7,73	7,43	9,13	8,47	8,54
95	212	28.04.2016	12,15	11,01	10,47	9,86	10,24
96	212	30.04.2016	12,15	11,13	10,45	10,30	10,55
97	212	2.05.2016	12,15	11,07	10,39	10,16	10,43
98	63	15.05.2016	9,28	7,35	7,88	9,20	8,65
99	204	5.06.2016	5,63	8,85	8,53	8,74	8,66
100	63	6.06.2016	6,88	6,30	6,78	6,23	6,14
101	63	8.06.2016	6,78	6,39	6,88	6,48	6,36
102	212	22.06.2016	12,05	11,40	10,52	9,81	10,23
103	63	22.06.2016	6,38	6,28	6,84	6,13	6,09
104	219	10.07.2016	14,58	13,28	12,85	11,58	12,38
105	219	30.07.2016	12,18	14,51	14,39	14,92	15,31
106	219	31.07.2016	11,98	13,71	13,24	12,81	13,40
107	219	7.08.2016	11,95	13,41	12,99	11,16	12,14
108	204	20.08.2016	5,53	8,26	7,63	7,23	7,27
109	212	22.08.2016	3,86	5,57	5,80	8,20	7,17
110	227	15.09.2016	11,47	10,86	9,74	9,87	10,01
111	227	17.09.2016	11,37	11,04	9,35	10,72	10,49
112	227	18.09.2016	11,37	11,05	9,32	10,78	10,53

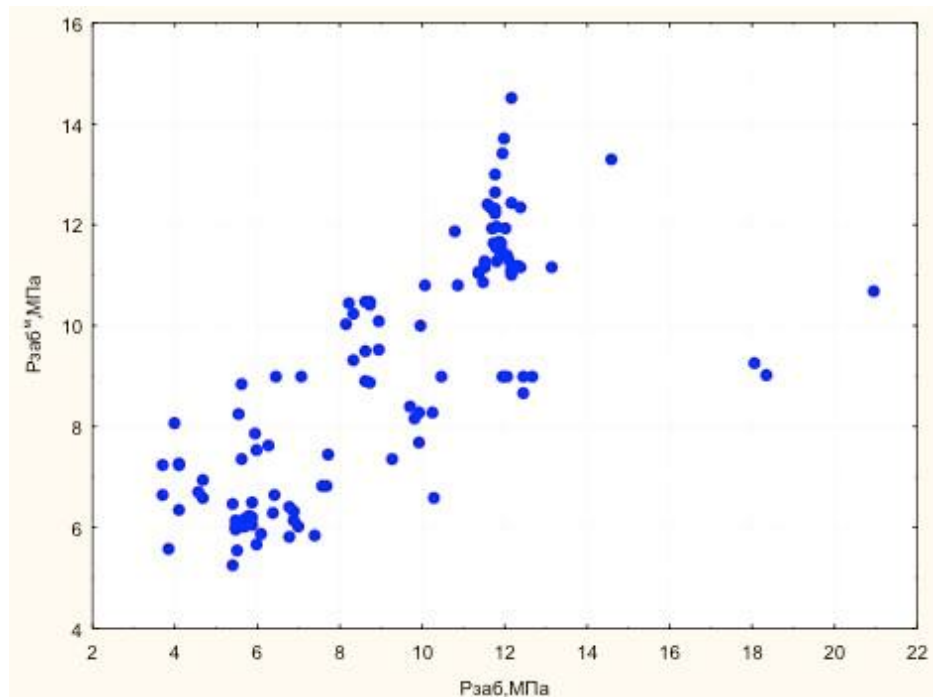


Рисунок 4.31 – Поле корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^м$

Отсюда видно, что значения $R_{заб}$ и $R_{заб}^м$ контролируют друг друга более тесно при $R_{заб} < 10$ МПа.

Построим уравнения регрессии с учетом двух выделенных классов. В первом случае уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{м1} = -302,410 - 0,004H_{д} + 0,163H_{внк} + 0,189B + 1,475P_{затр} - 0,011H_{нас} + 0,029Q_{ж}, \quad (36)$$

при $R=0,907$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,61 МПа.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,29$, $R=0,727$; 0,852; 0,887; 0,901; 0,907.

По этой модели были вычислены значения $R_{заб}^{м1}$ по данным первого класса, значения которых приведены в таблице 4.7.

Сопоставление $R_{заб}$ и $R_{заб}^{м1}$ приведено на рисунке 4.32.

Во втором случае уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{м2} = -75,837 - 0,0032H_{д} - 0,0065H_{нас} + 0,0306Q_{ж} + 0,0483H_{внк}, \quad (37)$$

при $R=0,717$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 2,21 МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,555$; $R=0,658$; 0,708; 0,717. По данной модели были вычислены значения $R_{заб}^{м2}$ по данным второго класса, значения которых приведены в таблице 4.7.

Сопоставление $R_{заб}$ и $R_{заб}^{м2}$ приведено на рисунке 4.32.

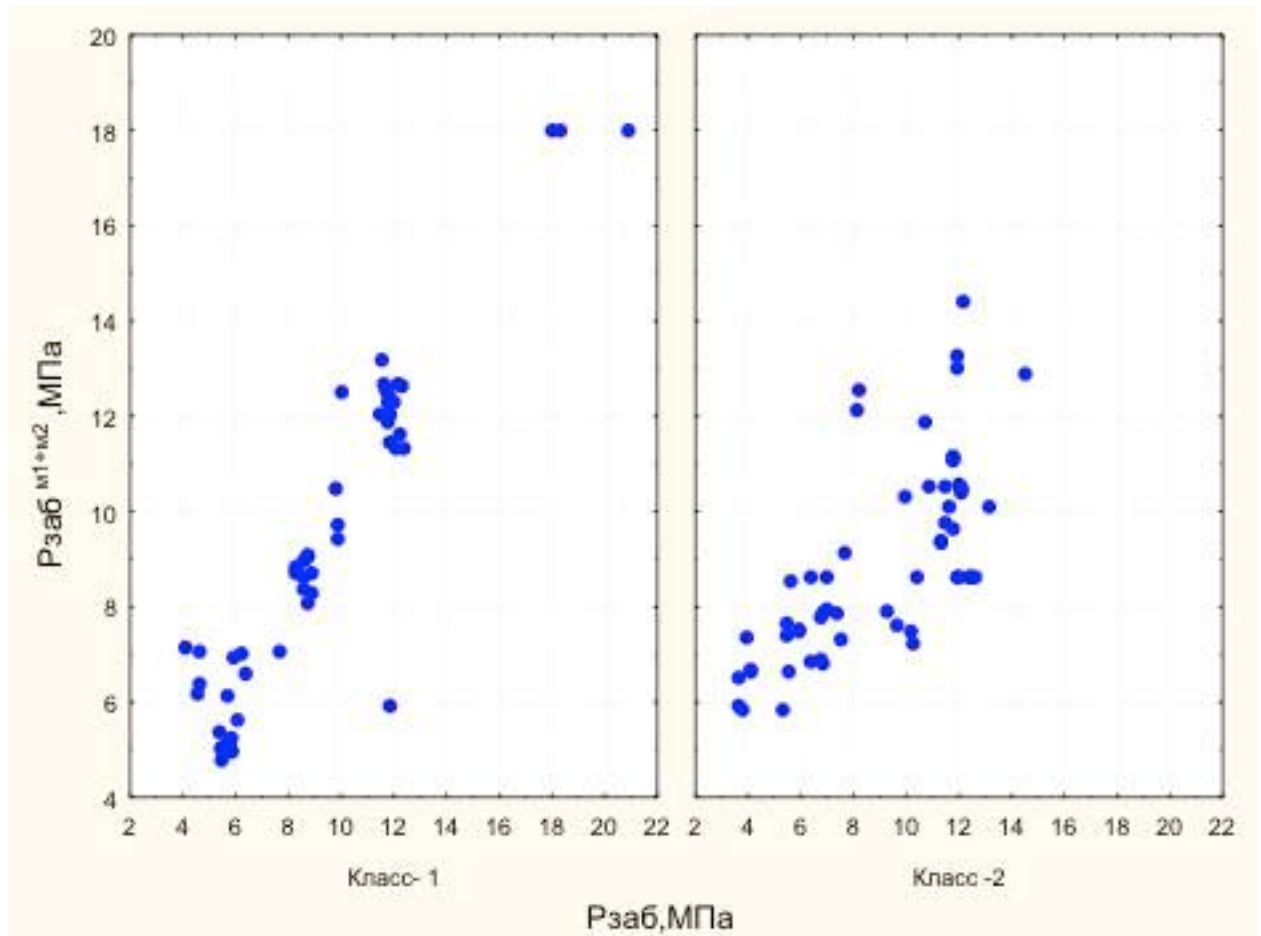


Рисунок 4. 32 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{м1}$, $R_{заб}^{м2}$

Отсюда видно, что значения $R_{заб}$ и $R_{заб}^{м1}$ и $R_{заб}$ и $R_{заб}^{м2}$ контролируют друг друга с различной точностью.

Кроме этого, выполненный анализ построенных графиков изменения коэффициентов при показателях в построенных моделях показал, что как первый, так и второй класс изучаемой выборки даже на визуальном уровне делится на два подкласса. Особенно это хорошо видно по графиках изменения коэффициентов при Q_n (рис. 4.24). В связи с этим дополнительно были выделены еще по два подкласса в пределах классов 1 и 2. Критерием разделения выборки первого и второго класса на 2 подкласса выступал множественный коэффициент корреляции R . Граница между подклассами была определена с помощью последовательного использования регрессионного анализа. Подклассы выделены при условии, что значения R будут иметь максимальные значения коэффициентов множественной корреляции при вычислении значений $R_{заб}^M$. Для первого подкласса первого класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{м1-1} = -62,452 + 0,0924Q_n - 0,0083H_{нас} + 0,0405H_{внк}, \quad (38)$$

при $R=0,981$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 0,59Мпа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения

коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,965$, $R=0,976$; $0,981$.

По данной модели были вычислены значения $R_{заб}^{M1-1}$, приведенные в таблице 4.7. Сопоставление $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M1-1}$ приведено на рисунке 4.33.

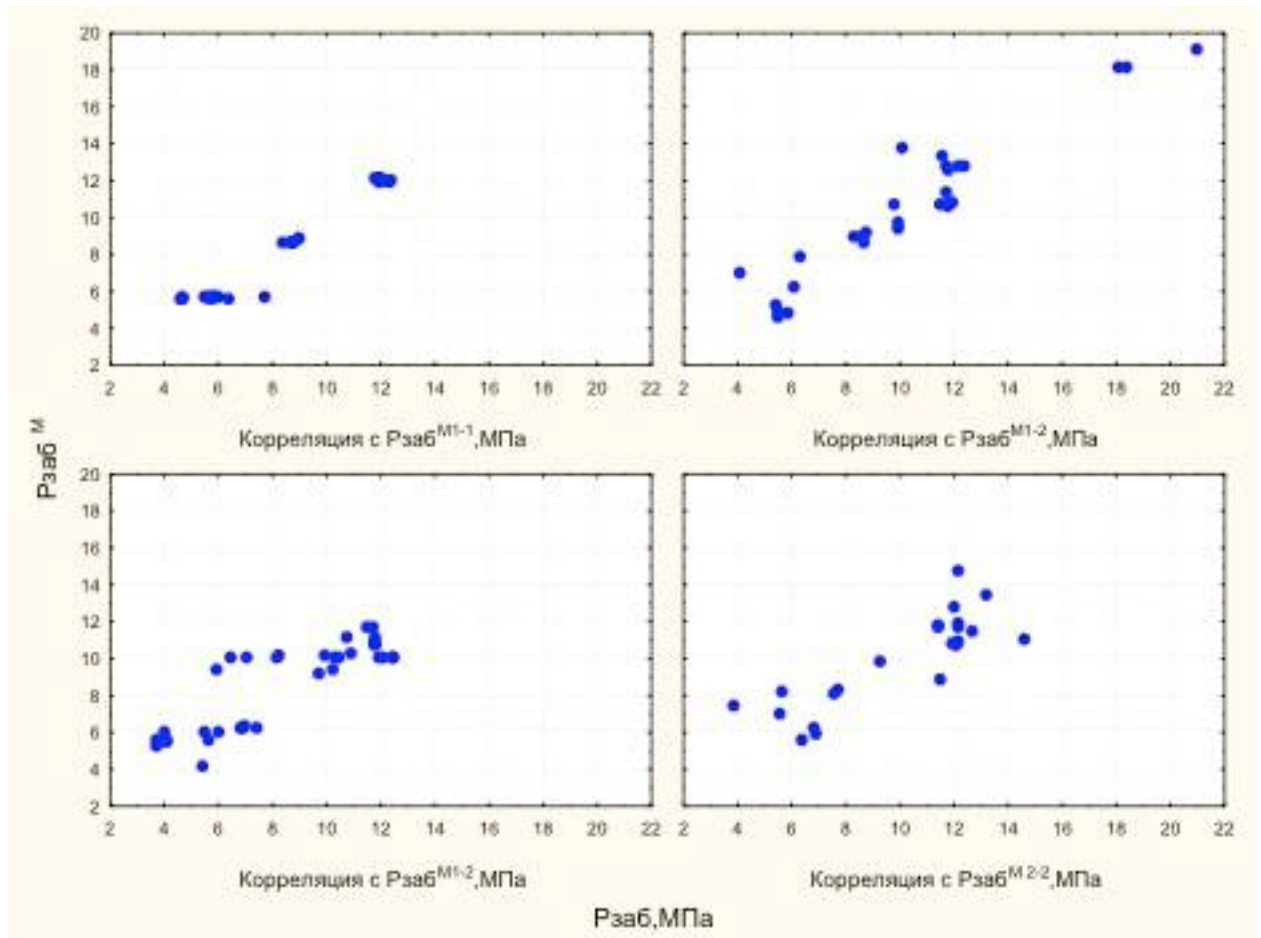


Рисунок 4. 33 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^M$ по вариантам построенных моделей

Для второго подкласса первого класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{M1-2} = -311,432 + 0,177B + 0,171H_{внк} - 0,005H_{д} - 0,014H_{нас} + 1,748R_{затр}, \quad (39)$$

при $R=0,876$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 2,14Мпа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,539$, $R=0,689$; $0,789$; $0,861$; $0,876$.

По данной модели были вычислены значения $R_{заб}^{M1-2}$, приведенные в таблице 4.7. Сопоставление $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M1-2}$ приведено на рисунке 4.33.

Для первого подкласса второго класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{M2-1} = -59,749 + 0,0453Q_{ж} - 0,0185H_{нас} + 0,003H_{погр} + 0,048H_{внк}, \quad (40)$$

при $R=0,796$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,92Мпа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения

коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,575$, $R=0,734$; $0,786$; $0,796$.

По данной модели были вычислены значения $Pзab^{M2-1}$ (табл. 4.7). Сопоставление $Pзab$ и $Pзab^{M2-1}$ приведено на рисунке 4.33.

Для второго подкласса второго класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$Pзab^{M2-2} = -1364,96 - 0,02H_d + 0,50Q_n + 0,67H_{внк} - 0,24Q_ж + 5,35P_{затр} + 0,08B + 0,01H_{нас}, \quad (41)$$

при $R=0,837$, $p<0,00063$, стандартная ошибка составляет $2,04$ МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,567$, $R=0,741$; $0,760$; $0,788$; $0,811$; $0,837$.

По данной модели были вычислены значения $Pзab^{M2-2}$ (табл. 4.7). Сопоставление $Pзab$ и $Pзab^{M2-2}$ приведено на рисунке 4.33.

С целью недопущения грубых просчетов при прогнозировании значений забойного давления была построена модель, учитывающая как значения $Pзab^M$ и значения $Pзab^{M1}$, $Pзab^{M2}$ и $Pзab^{M1-1}$, так и $Pзab^{M1-2}$, $Pзab^{M2-1}$, $Pзab^{M2-2}$ совместно, которая имеет следующий вид:

$$Pзab^{MM} = 0,874 + 0,085316Pзab^M + 0,312329(Pзab^{M1}, Pзab^{M2}) + 0,700238(Pзab^{M1-1}, Pзab^{M1-2}, Pзab^{M2-1}, Pзab^{M2-2}), \quad (42)$$

при $R=0,893$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет $1,51$ МПа. Значения $Pзab^{MM}$ приведены в таблице 4.7. По значениям $Pзab$ и $Pзab^{MM}$ построено корреляционное поле, приведенное на рисунке 4.34.

Отсюда видно, что значения $Pзab$ и $Pзab^{MM}$ достаточно надежно контролируют друг друга с практически одинаковой точностью на всем диапазоне значений. Для практической реализации разработанных статистических моделей предлагается использовать следующий график (рис. 4.35).

Для практической реализации по объекту Т-Фм Маговского месторождения при прогнозе значений $Pзab$ первоначально построим многомерную модель по всем данным, которая имеет следующий вид:

$$Pзab^M = -899,426 - 0,003H_d + 0,451P_{затр} - 0,024H_{нас} + 0,129B + 0,410H_{внк} + 0,092Q_ж - 0,269Q_n, \quad (43)$$

при $R=0,851$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет $2,24$ МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,558$, $R=0,678$; $0,751$; $0,815$; $0,829$; $0,848$; $0,851$. По данной модели были вычислены значения $Pзab^M$ по всем данным (табл. 4.6) и сопоставлены с $Pзab$ (рис. 4.36). По данной модели были вычислены значения $Pзab^M$, которые приведены в таблице 4.8.

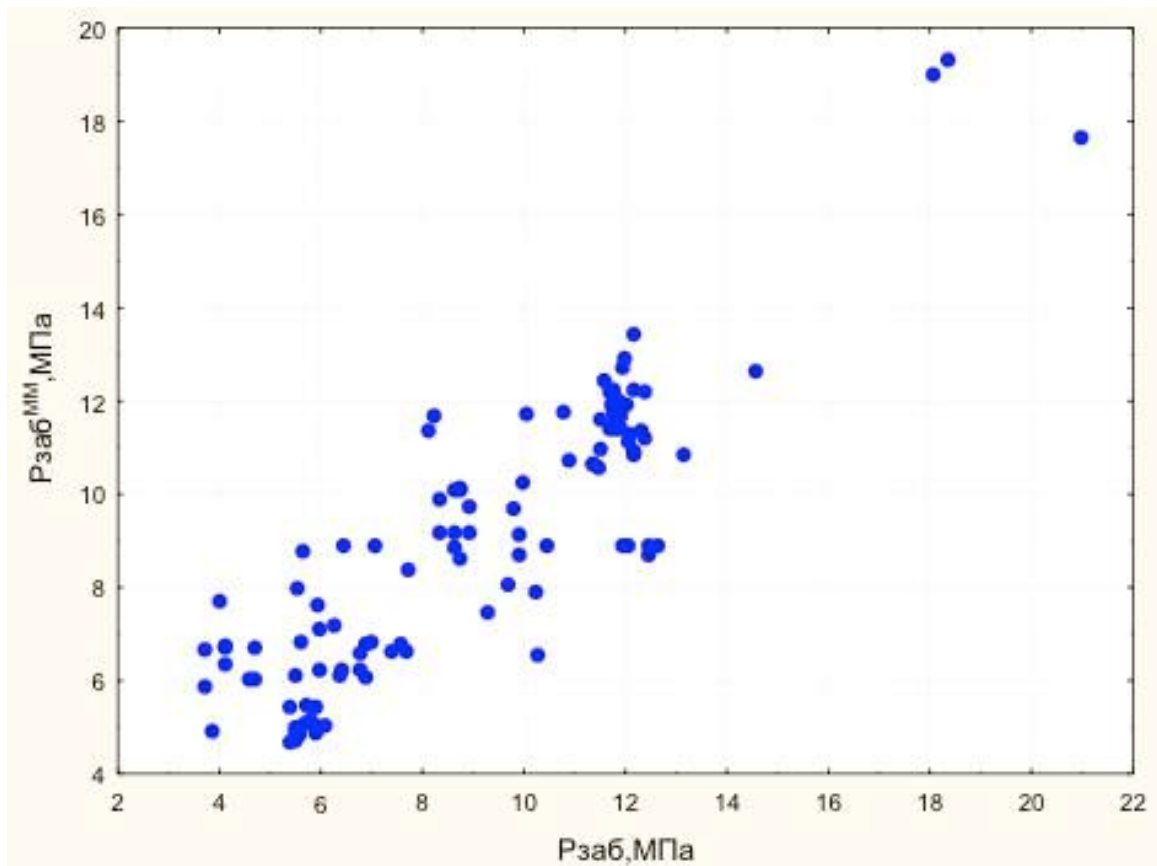


Рисунок 4.34 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{MM}$

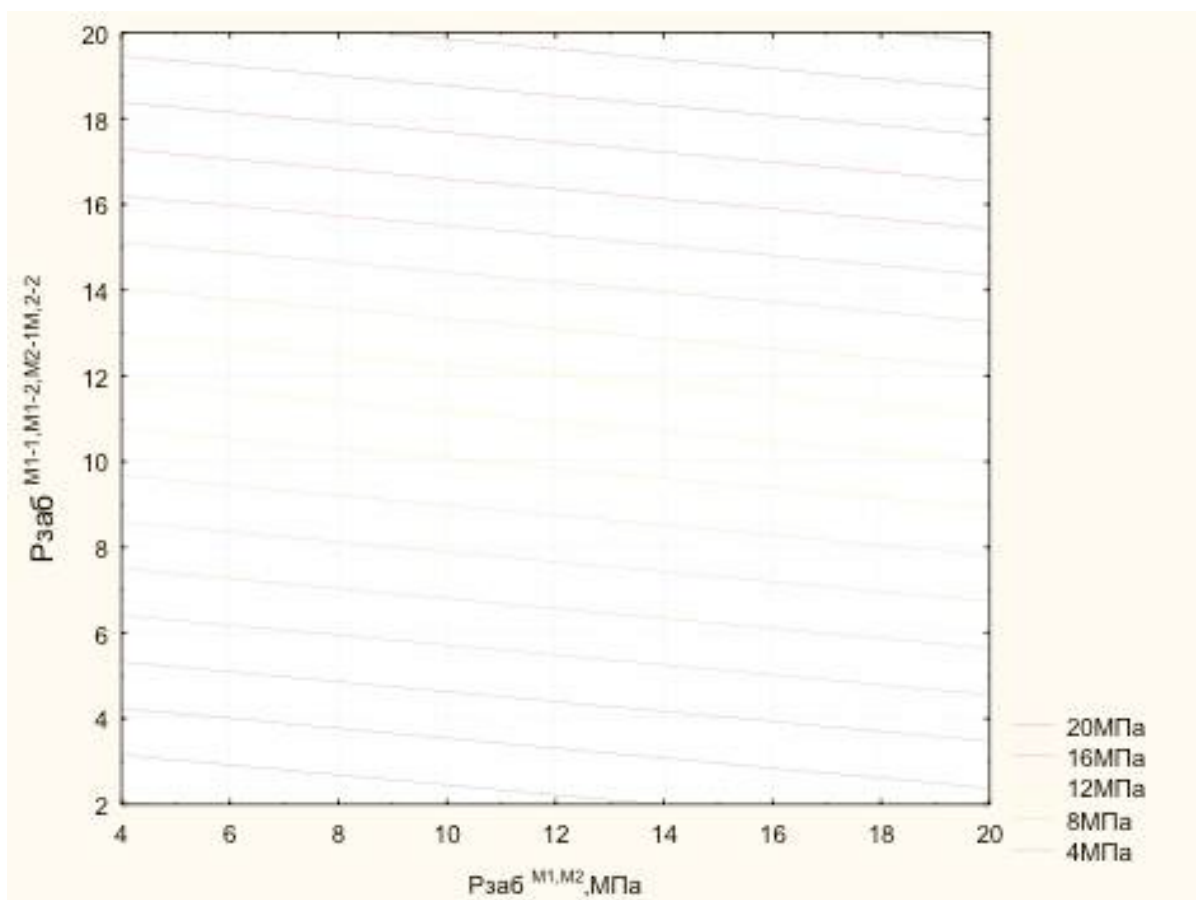


Рисунок 4.35 – Номограмма зависимости $R_{заб}$ от $R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, $R_{заб}^{M1-1}$, $R_{заб}^{M1-2}$, $R_{заб}^{M2-1}$, $R_{заб}^{M2}$

Сравнение Рзаб с Рзаб^м

№№	Скв.	Время замера-Т	Рзаб, МПа	Рзаб ^м , МПа	№№	Скв.	Время замера-Т	Рзаб, МПа	Рзаб ^м , МПа
1	108	11.01.2014	9,3	7,9	63	125	24.11.2015	4,7	6,4
2	108	15.01.2014	9,3	7,9	64	108	2.12.2015	5,9	6,0
3	108	4.02.2014	9,4	7,2	65	113	4.12.2015	7,9	9,7
4	106	25.02.2014	22,8	16,5	66	108	5.12.2015	10,4	6,9
5	106	26.02.2014	20,3	18,7	67	19	14.12.2015	16,0	13,0
6	106	28.02.2014	18,9	17,9	68	119	16.12.2015	13,1	12,9
7	106	1.03.2014	18,3	18,1	69	119	19.12.2015	11,7	11,9
8	106	3.03.2014	18,0	17,8	70	108	2.01.2016	4,6	7,3
9	106	16.03.2014	15,2	16,1	71	128	4.01.2016	5,8	5,8
10	106	1.04.2014	13,6	16,19	72	108	5.01.2016	4,5	6,9
11	108	6.04.2014	9,6	7,5	73	113	5.01.2016	9,4	7,9
12	106	18.04.2014	18,4	17,8	74	128	11.01.2016	5,6	6,3
13	106	24.04.2014	15,9	16,8	75	125	14.01.2016	4,9	6,4
14	106	2.05.2014	13,9	16,9	76	128	14.01.2016	5,7	6,6
15	113	15.06.2014	7,9	7,3	77	15	23.01.2016	6,6	13,4
16	108	10.07.2014	10,2	6,6	78	108	6.02.2016	4,4	5,1
17	113	10.07.2014	8,1	7,6	79	108	8.02.2016	4,4	6,9
18	113	11.07.2014	8,7	7,7	80	113	13.02.2016	7,2	7,9
19	113	4.08.2014	11,6	7,3	81	125	13.02.2016	6,5	6,4
20	108	7.08.2014	10,0	6,6	82	128	24.02.2016	7,0	5,6
21	108	4.09.2014	10,1	6,0	83	108	9.03.2016	5,2	5,6
22	113	19.09.2014	8,6	8,8	84	113	15.03.2016	6,9	7,2
23	113	1.10.2014	8,9	8,9	85	128	17.03.2016	6,3	6,1
24	108	6.11.2014	10,3	8,1	86	125	19.03.2016	7,8	6,4
25	113	8.12.2014	8,6	10,2	87	125	3.04.2016	8,1	6,4

26	119	18.12.2014	10,7	11,2	88	128	6.04.2016	6,4	6,1
27	113	27.12.2014	8,7	10,1	89	108	24.04.2016	4,7	7,5
28	125	12.01.2015	6,3	8,5	90	113	26.04.2016	10,8	8,0
29	125	14.01.2015	6,5	8,5	91	113	2.05.2016	9,1	8,8
30	113	15.01.2015	10,1	10,8	92	128	9.05.2016	10,2	11,0
31	113	16.01.2015	10,3	10,2	93	125	14.05.2016	5,5	6,8
32	108	7.02.2015	10,5	6,9	94	108	26.05.2016	6,1	7,1
33	113	7.02.2015	12,3	10,8	95	125	12.06.2016	5,1	6,4
34	108	3.03.2015	10,3	6,7	96	15	15.06.2016	14,2	11,0
35	113	5.03.2015	13,1	10,3	97	126	15.06.2016	14,5	11,2
36	119	7.03.2015	11,1	12,3	98	110	16.06.2016	20,1	11,8
37	125	9.03.2015	4,1	7,3	99	108	17.06.2016	4,4	7,0
38	108	8.04.2015	9,6	8,7	100	113	18.06.2016	7,4	8,0
39	108	10.04.2015	9,5	8,5	101	110	22.06.2016	15,4	14,7
40	108	15.04.2015	9,5	7,7	102	110	24.06.2016	13,3	13,7
41	119	16.04.2015	10,5	12,3	103	15	4.07.2016	10,4	13,1
42	125	16.04.2015	3,9	5,5	104	110	6.07.2016	13,2	14,1
43	113	1.08.2015	8,9	10,7	105	113	6.07.2016	7,1	7,9
44	108	2.08.2015	5,4	6,3	106	108	7.07.2016	4,6	6,0
45	15	31.08.2015	17,7	14,6	107	125	10.07.2016	5,4	6,4
46	108	1.09.2015	6,3	8,5	108	113	16.07.2016	7,2	8,2
47	113	1.09.2015	11,3	10,4	109	110	3.08.2016	13,6	14,9
48	15	7.09.2015	14,5	15,7	110	108	6.08.2016	5,4	5,7
49	15	11.09.2015	18,2	13,5	111	110	15.08.2016	14,3	14,7
50	108	15.09.2015	5,4	6,4	112	108	16.08.2016	5,4	5,4
51	15	26.09.2015	18,7	13,9	113	125	17.08.2016	5,5	6,6
52	113	3.10.2015	8,9	9,7	114	15	19.08.2016	9,3	12,5

53	108	27.10.2015	5,7	7,7	115	113	21.08.2016	7,7	8,5
54	119	27.10.2015	10,9	12,5	116	126	30.08.2016	14,4	13,4
55	119	28.10.2015	11,0	12,5	117	113	2.09.2016	7,3	8,4
56	119	29.10.2015	11,7	12,9	118	15	3.09.2016	9,5	12,5
57	119	1.11.2015	11,3	11,5	119	110	4.09.2016	13,5	14,4
58	108	4.11.2015	5,4	6,7	120	113	12.09.2016	7,7	8,2
59	113	4.11.2015	8,7	10,7	121	125	13.09.2016	5,0	6,1
60	119	4.11.2015	11,6	11,4	122	113	18.09.2016	6,8	8,6
61	108	12.11.2015	5,6	5,6	123	108	19.09.2016	7,1	5,6
62	119	16.11.2015	12,6	11,5					

По данным, приведенным в таблице 4.6, построено корреляционное поле между $R_{з\delta}$ и $R_{з\delta}^M$, которое приведено на рисунке 4.36.

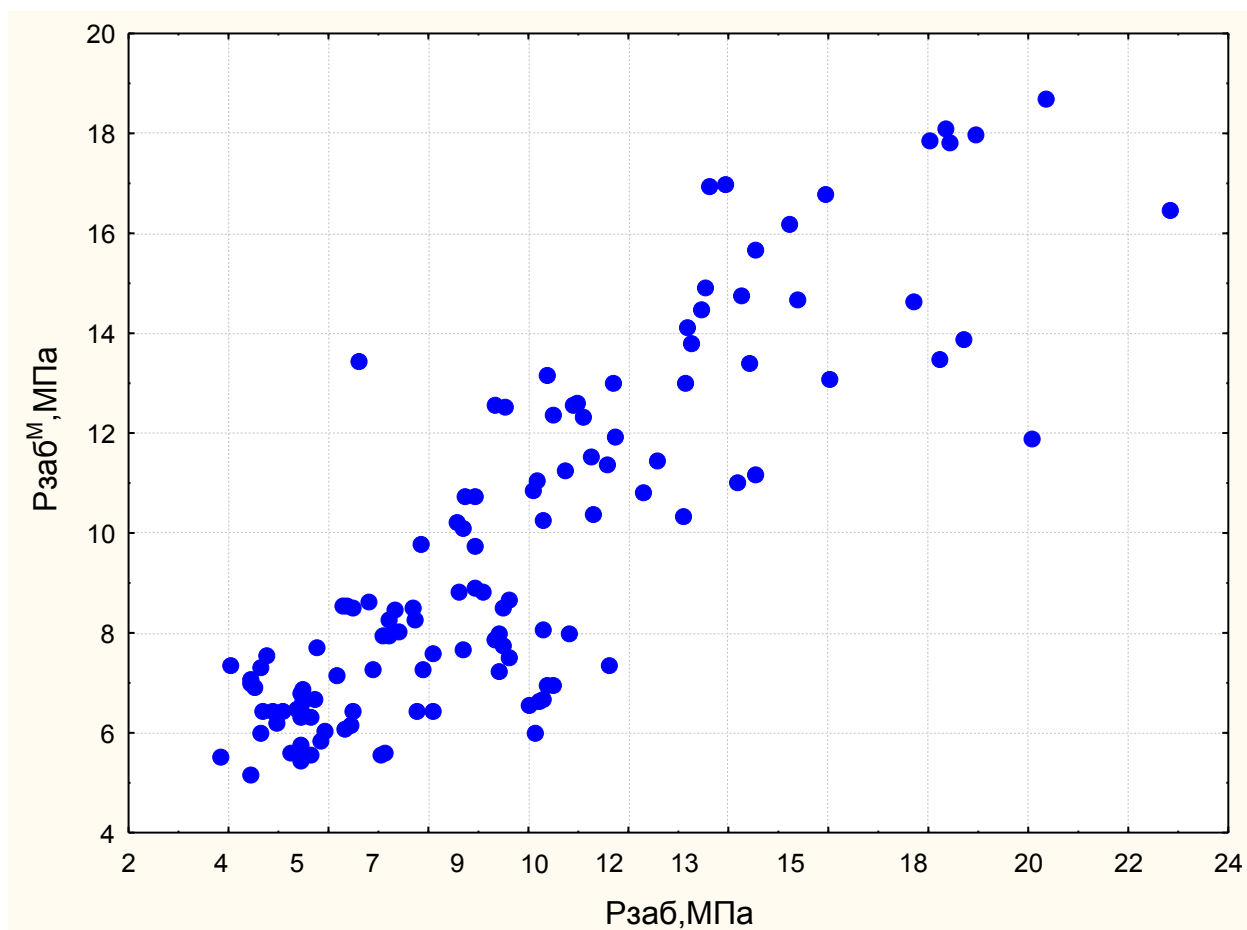


Рисунок 4.36 – Поля корреляции между $R_{з\delta}$ и $R_{з\delta}^M$

Значения $R_{заб}$ и $R_{заб}^M$ контролируют друг друга с практически одинаковой точностью на всем диапазоне значений. Для учета изменения значений $R_{заб}$ во времени построим три многомерные модели по следующим временным диапазонам: 11.01.2014-2.08.2015 г.г.; 31.08.2015-26.05.2016 г.г.; 12.06.1016-19.09.2016 г.г.

Для первого класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{M-1} = 13,81 + 0,03715Q_{ж} - 0,00461H_d + 0,07348B, \quad (44)$$

при $R=0,901$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,88 МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,846$, $R=0,884$; 0,901.

По данной модели были вычислены значения $R_{заб}^{M1}$ (табл. 4.7).

Для второго класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{M2} = -1381,77 + 0,81P_{затр} - 0,03H_{нас} + 0,14Q_{ж} + 0,62H_{внк} + 0,15B, \quad (45)$$

при $R=0,876$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,93 МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,491$, $R=0,645$; 0,777; 0,814; 0,875.

Для третьего класса уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{M3} = -793,206 - 0,037H_{нас} + 0,185B + 0,373H_{внк} - 0,259Q_{ж} - 0,969P_{затр} \quad (46)$$

при $R=0,922$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,79 МПа. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: $r=0,721$, $R=0,827$; 0,882; 0,909; 0,922.

По данной модели были вычислены значения $R_{заб}^{M3}$ (табл. 4.9). Сопоставление $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, $R_{заб}^{M3}$ приведено на рисунке 4.37.

По значениям $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, $R_{заб}^{M3}$ построены корреляционные поля, приведенные на рисунке 4.37.

С целью недопущения грубых просчетов при прогнозировании значений забойного давления была построена модель, учитывающая как значения $R_{заб}^M$ и значения $R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, так и $R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, $R_{заб}^{M3}$ совместно, которая имеет следующий вид:

$$R_{заб}^{MM} = -0,102 + 1,039772(R_{заб}^{M1}, R_{заб}^{M2}, R_{заб}^{M3}) - 0,03006R_{заб}^M, \quad (47)$$

при $R=0,9453$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,38 МПа. Значения $R_{заб}^{MM}$ приведены в таблице 4.6. По значениям $R_{заб}$ и $R_{заб}^{MM}$ построено корреляционное поле, приведенное на рисунке 4.38.

Таблица 4.9

Сравнение Рзаб с Рзаб^{м1}, Рзаб^{м2}, Рзаб^{м3}, Рзаб^{мм}

№№	Скв.	Время замера-Т	Рзаб, МПа	Рзаб ^{м1} , МПа	Рзаб ^{м2} , МПа	Рзаб ^{м3} , МПа	Рзаб ^{мм} , МПа
1	108	11.01.2014	9,3	9,7			9,8
2	108	15.01.2014	9,3	9,7			9,8
3	108	4.02.2014	9,4	9,7			9,7
4	106	25.02.2014	22,8	21,3			21,5
5	106	26.02.2014	20,3	18,6			18,7
6	106	28.02.2014	18,9	17,9			17,9
7	106	1.03.2014	18,3	18,7			18,8
8	106	3.03.2014	18,0	17,8			17,9
9	106	16.03.2014	15,2	15,4			15,4
10	106	1.04.2014	13,6	14,9			14,9
11	108	6.04.2014	9,6	9,4			9,4
12	106	18.04.2014	18,4	17,6			17,6
13	106	24.04.2014	15,9	16,6			16,6
14	106	2.05.2014	13,9	14,0			13,9
15	113	15.06.2014	7,9	8,4			8,4
16	108	10.07.2014	10,2	7,6			7,6
17	113	10.07.2014	8,1	8,5			8,5
18	113	11.07.2014	8,7	9,4			9,5
19	113	4.08.2014	11,6	8,4			8,4
20	108	7.08.2014	10,0	7,8			7,8
21	108	4.09.2014	10,1	7,5			7,5
22	113	19.09.2014	8,6	9,5			9,5
23	113	1.10.2014	8,9	9,1			9,0
24	108	6.11.2014	10,3	10,6			10,7
25	113	8.12.2014	8,6	9,7			9,6

26	119	18.12.2014	10,7	10,0			9,9
27	113	27.12.2014	8,7	9,9			9,8
28	125	12.01.2015	6,3	7,9			7,9
29	125	14.01.2015	6,5	7,8			7,7
30	113	15.01.2015	10,1	11,4			11,5
31	113	16.01.2015	10,3	9,7			9,7
32	108	7.02.2015	10,5	9,9			9,9
33	113	7.02.2015	12,3	10,7			10,7
34	108	3.03.2015	10,3	7,5			7,5
35	113	5.03.2015	13,1	9,7			9,7
36	119	7.03.2015	11,1	11,1			11,1
37	125	9.03.2015	4,1	5,2			5,1
38	108	8.04.2015	9,6	11,4			11,5
39	108	10.04.2015	9,5	11,0			11,1
40	108	15.04.2015	9,5	9,7			9,8
41	119	16.04.2015	10,5	11,2			11,2
42	125	16.04.2015	3,9	5,6			5,5
43	113	1.08.2015	8,9	10,5			10,5
44	108	2.08.2015	5,4	6,7			6,6
45	15	31.08.2015	17,7		15,7		15,8
46	108	1.09.2015	6,3		6,1		6,0
47	113	1.09.2015	11,3		9,7		9,7
48	15	7.09.2015	14,5		16,4		16,5
49	15	11.09.2015	18,2		16,6		16,8
50	108	15.09.2015	5,4		6,5		6,4
51	15	26.09.2015	18,7		15,3		15,4
52	113	3.10.2015	8,9		8,9		8,9

53	108	27.10.2015	5,7		5,5		5,4
54	119	27.10.2015	10,9		12,8		12,9
55	119	28.10.2015	11,0		12,4		12,4
56	119	29.10.2015	11,7		13,0		13,1
57	119	1.11.2015	11,3		12,3		12,4
58	108	4.11.2015	5,4		6,1		6,2
59	113	4.11.2015	8,7		10,3		10,3
60	119	4.11.2015	11,6		10,7		10,7
61	108	12.11.2015	5,6		5,3		5,2
62	119	16.11.2015	12,6		11,4		11,4
63	125	24.11.2015	4,7		6,1		6,1
64	108	2.12.2015	5,9		5,9		5,8
65	113	4.12.2015	7,9		8,3		8,2
66	108	5.12.2015	10,4		6,2		6,0
67	19	14.12.2015	16,0		16,0		16,1
68	119	16.12.2015	13,1		13,0		13,0
69	119	19.12.2015	11,7		12,8		12,9
70	108	2.01.2016	4,6		5,2		5,1
71	128	4.01.2016	5,8		7,0		7,0
72	108	5.01.2016	4,5		5,3		5,2
73	113	5.01.2016	9,4		8,4		8,4
74	128	11.01.2016	5,6		6,8		6,8
75	125	14.01.2016	4,9		6,2		6,1
76	128	14.01.2016	5,7		6,4		6,3
77	15	23.01.2016	6,6		6,6		6,3
78	108	6.02.2016	4,4		5,1		5,1
79	108	8.02.2016	4,4		5,3		5,1

80	113	13.02.2016	7,2		8,1		8,1
81	125	13.02.2016	6,5		6,1		6,1
82	128	24.02.2016	7,0		6,1		6,1
83	108	9.03.2016	5,2		6,3		6,3
84	113	15.03.2016	6,9		8,7		8,7
85	128	17.03.2016	6,3		5,3		5,2
86	125	19.03.2016	7,8		6,2		6,1
87	125	3.04.2016	8,1		6,2		6,1
88	128	6.04.2016	6,4		5,8		5,7
89	108	24.04.2016	4,7		5,4		5,4
90	113	26.04.2016	10,8		8,4		8,4
91	113	2.05.2016	9,1		7,3		7,2
92	128	9.05.2016	10,2		9,1		9,1
93	125	14.05.2016	5,5		6,2		6,2
94	108	26.05.2016	6,1		5,4		5,3
95	125	12.06.2016	5,1			7,6	7,6
96	15	15.06.2016	14,2			12,1	12,1
97	126	15.06.2016	14,5			14,5	14,6
98	110	16.06.2016	20,1			18,2	18,5
99	108	17.06.2016	4,4			4,4	4,2
100	113	18.06.2016	7,4			6,0	5,9
101	110	22.06.2016	15,4			13,4	13,4
102	110	24.06.2016	13,3			13,6	13,7
103	15	4.07.2016	10,4			11,0	11,0
104	110	6.07.2016	13,2			14,5	14,5
105	113	6.07.2016	7,1			6,7	6,6
106	108	7.07.2016	4,6			3,9	3,8

107	125	10.07.2016	5,4			7,3	7,2
108	113	16.07.2016	7,2			7,4	7,4
109	110	3.08.2016	13,6			15,4	15,5
110	108	6.08.2016	5,4			4,5	4,4
111	110	15.08.2016	14,3			14,9	15,0
112	108	16.08.2016	5,4			4,5	4,4
113	125	17.08.2016	5,5			5,3	5,1
114	15	19.08.2016	9,3			11,2	11,2
115	113	21.08.2016	7,7			7,5	7,4
116	126	30.08.2016	14,4			13,5	13,6
117	113	2.09.2016	7,3			7,5	7,5
118	15	3.09.2016	9,5			10,0	9,9
119	110	4.09.2016	13,5			13,5	13,5
120	113	12.09.2016	7,7			8,9	8,9
121	125	13.09.2016	5,0			7,4	7,4
122	113	18.09.2016	6,8			8,1	8,0
123	108	19.09.2016	7,1			6,5	6,4

С целью недопущения грубых просчетов при прогнозировании значений забойного давления была построена модель, учитывающая значения $P_{заб}^M$ и значения $P_{заб}^{M1}$, $P_{заб}^{M2}$, $P_{заб}^{M3}$ совместно, которая имеет следующий вид:

$$P_{заб}^{MM} = -0,102 + 1,039772(P_{заб}^{M1}, P_{заб}^{M2}, P_{заб}^{M3}) - 0,03006P_{заб}^M, \quad (48)$$

при $R=0,9453$, $p<0,0000$, стандартная ошибка составляет 1,38МПа. Значения $P_{заб}^{MM}$ приведены в таблице 4.6. По значениям $P_{заб}$ и $P_{заб}^{MM}$ построено корреляционное поле, приведенное на рисунке 4.38.

Для сравнения значений $P_{заб}^{MM}$, определенных по разработанным в настоящей диссертации многомерным статистическим моделям с ранее используемыми расчетными значениями $P_{заб}^{M-УС}$, $P_{заб}^{M-ПНИПУ}$, построим корреляционные поля между этими показателями и $P_{заб}$ (рис. 4.39 – 4.41) и вычислим значения коэффициентов r между ними (табл. 4.10).

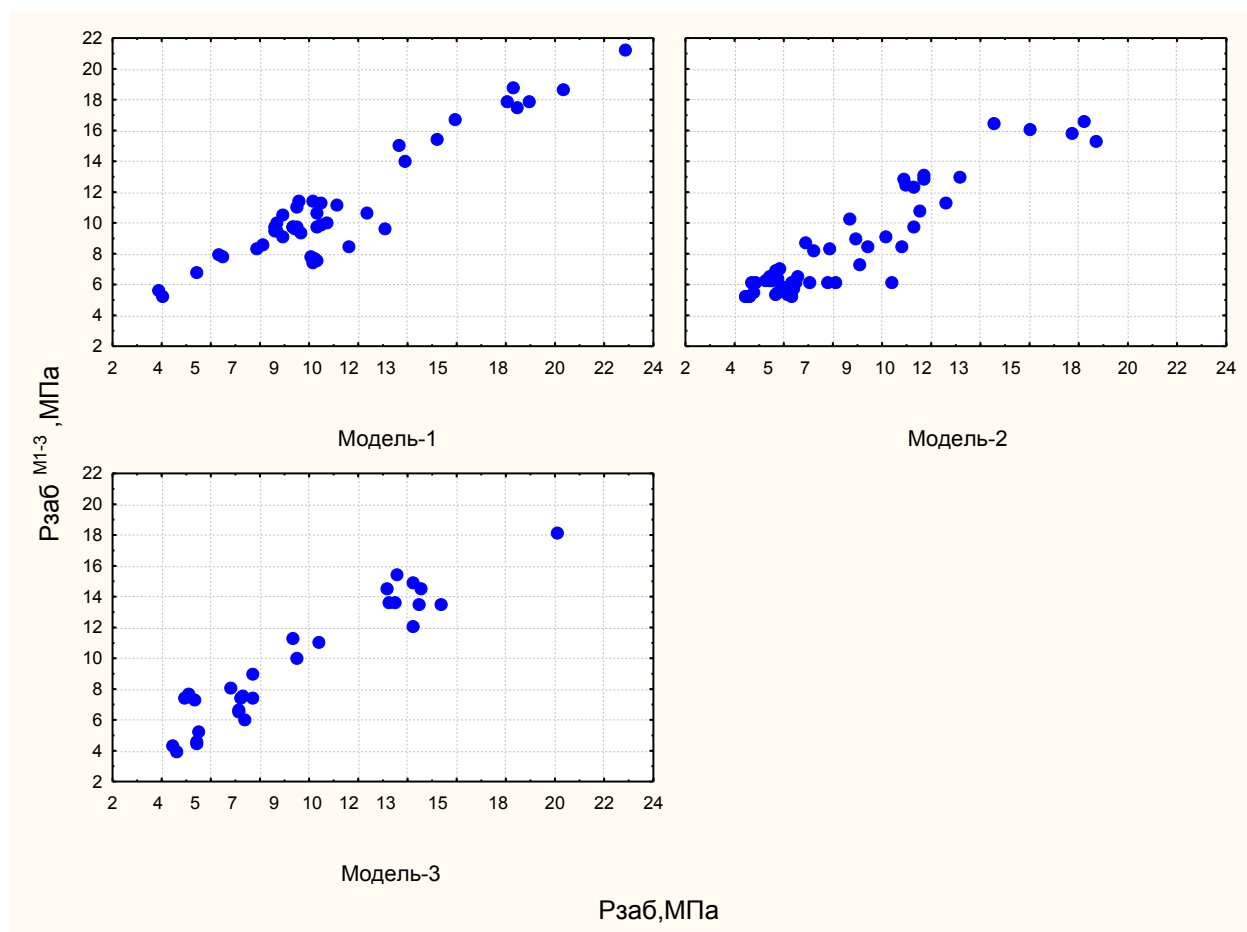


Рисунок 4.37 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M1}$, $R_{заб}^{M2}$, $R_{заб}^{M3}$

Таблица 4.10

Корреляционная матрица

	$R_{заб}$	$R_{заб}^{M-yc}$	$R_{заб}^{M-пнипу}$	$R_{заб}^{MM}$
$R_{заб}$	1,00	0,64*	0,63*	0,93*
$R_{заб}^{M-yc}$		1,00	0,70	0,69*
$R_{заб}^{M-пнипу}$			1,00	0,70*
$R_{заб}^{MM}$				1,00

Примечание: *значимые корреляционные связи

Отсюда видно, что величины $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M-yc}$ контролируют друг друга различно на всем диапазоне значений $R_{заб}$. На визуальном уровне видно, что лучший контроль наблюдается при $R_{заб} > 8$ МПа, далее корреляция значительно ослабляется.

Из рисунка 4.40 следует, что величины $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M-пнипу}$ контролируют друг друга различно на всем диапазоне значений $R_{заб}$. На визуальном уровне видно, что лучший контроль, как и в случае с $R_{заб}^{M-yc}$, имеется при $R_{заб} < 8$ МПа, далее корреляция значительно ослабляется, особенно это относится к значениям $R_{заб} > 12$.

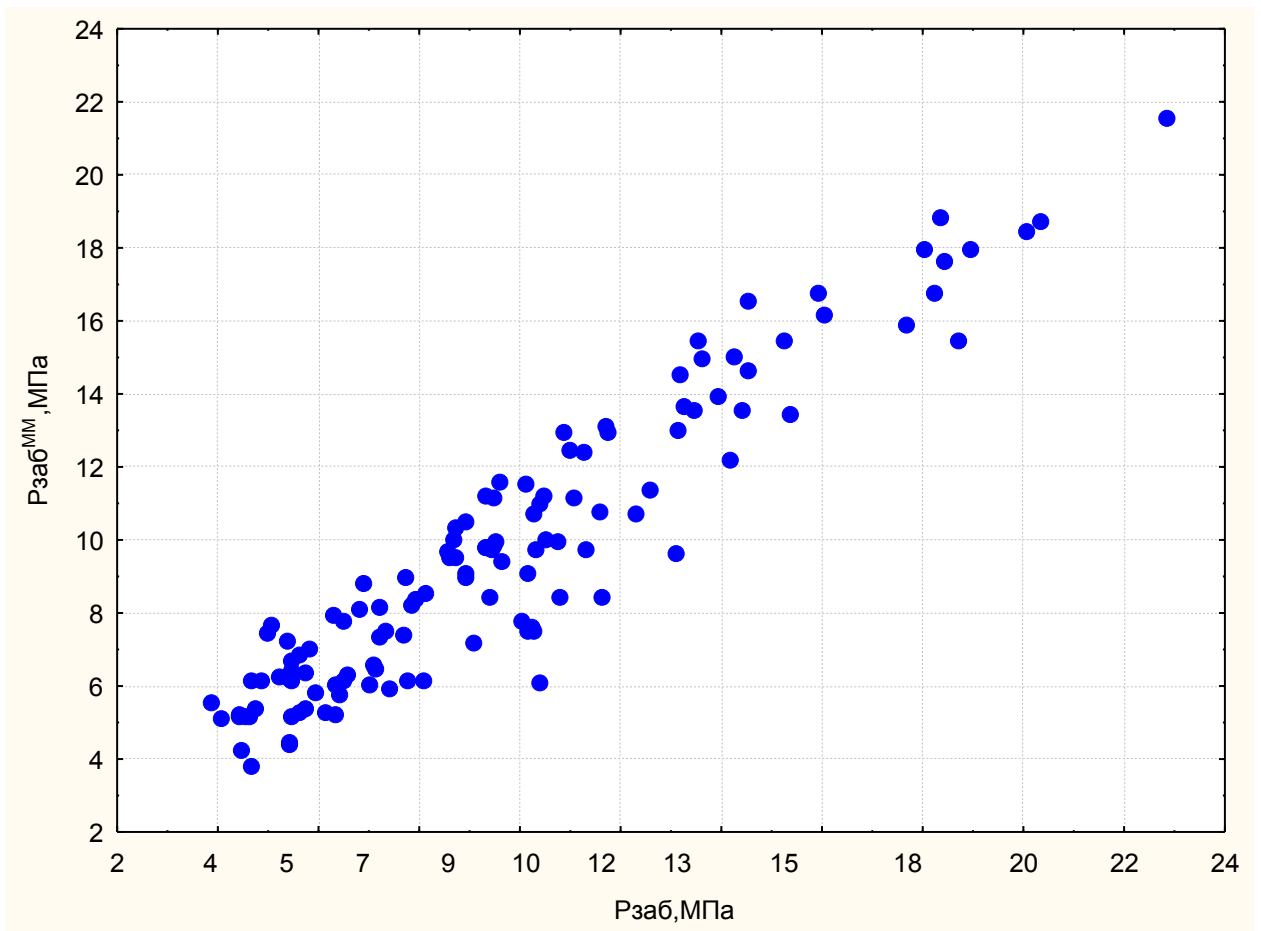


Рисунок 4.38 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{MM}$

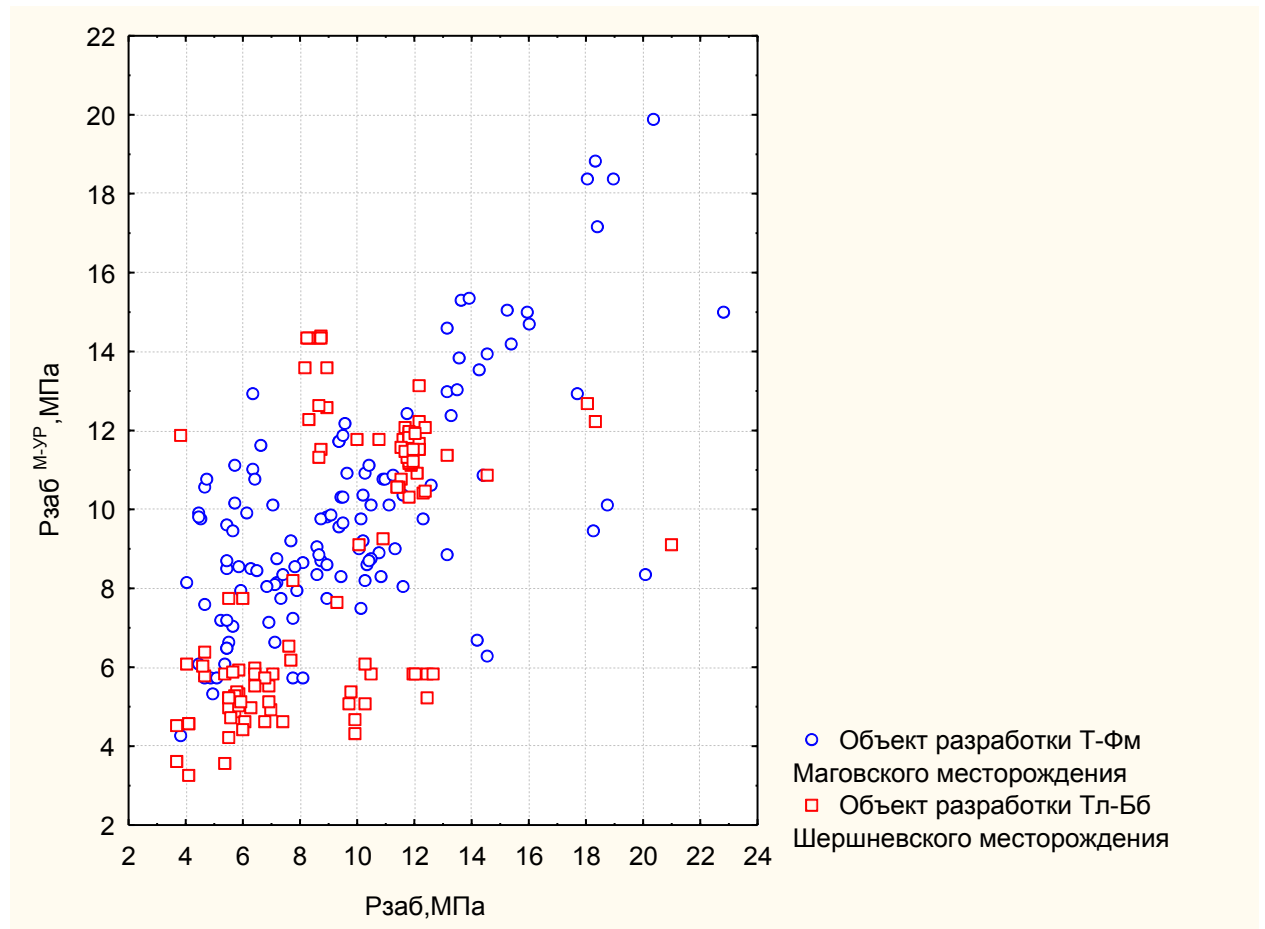


Рисунок 4.39 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M-yc}$ для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений

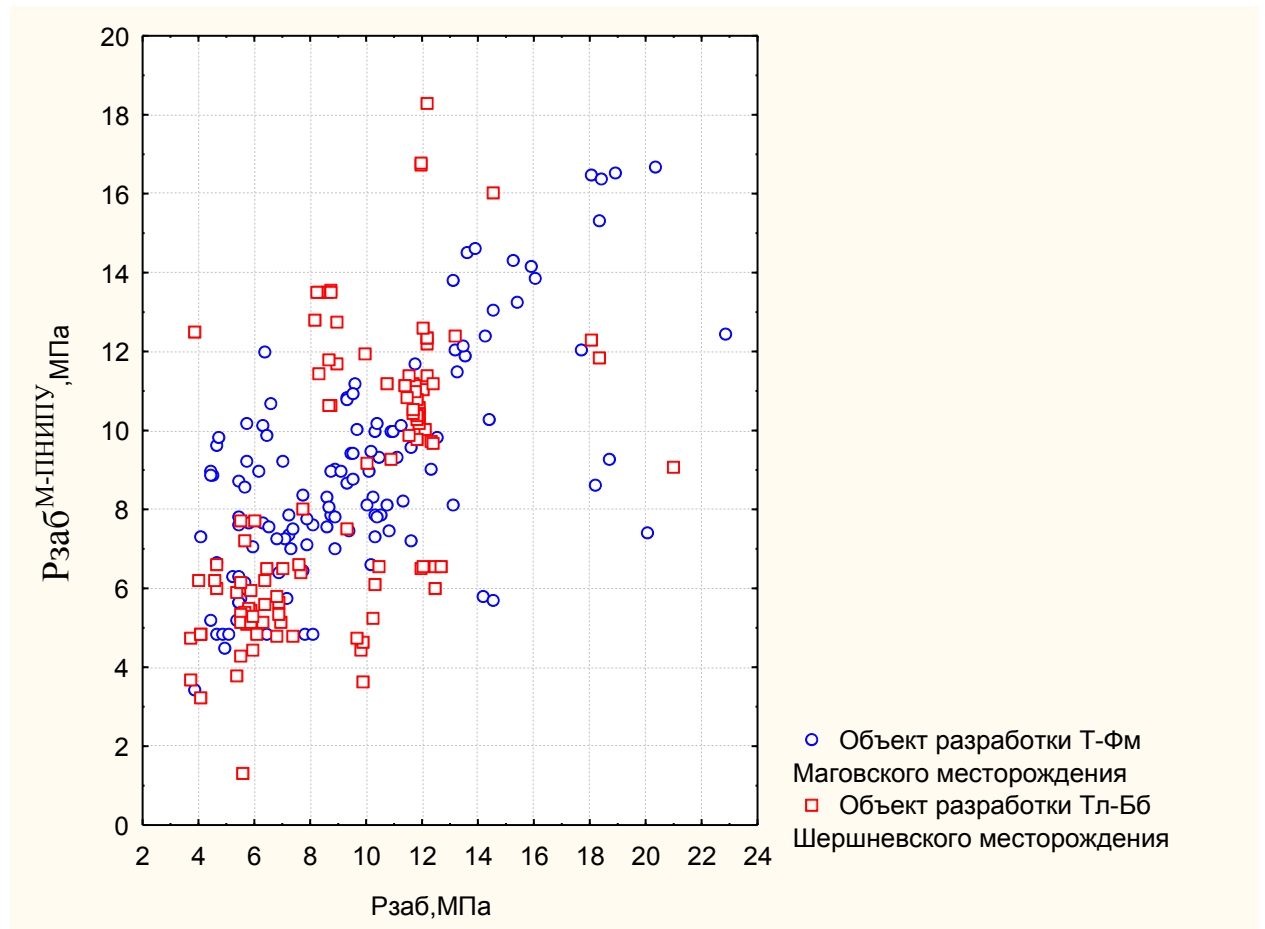


Рисунок 4.40 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{М-пнипу}$ для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений

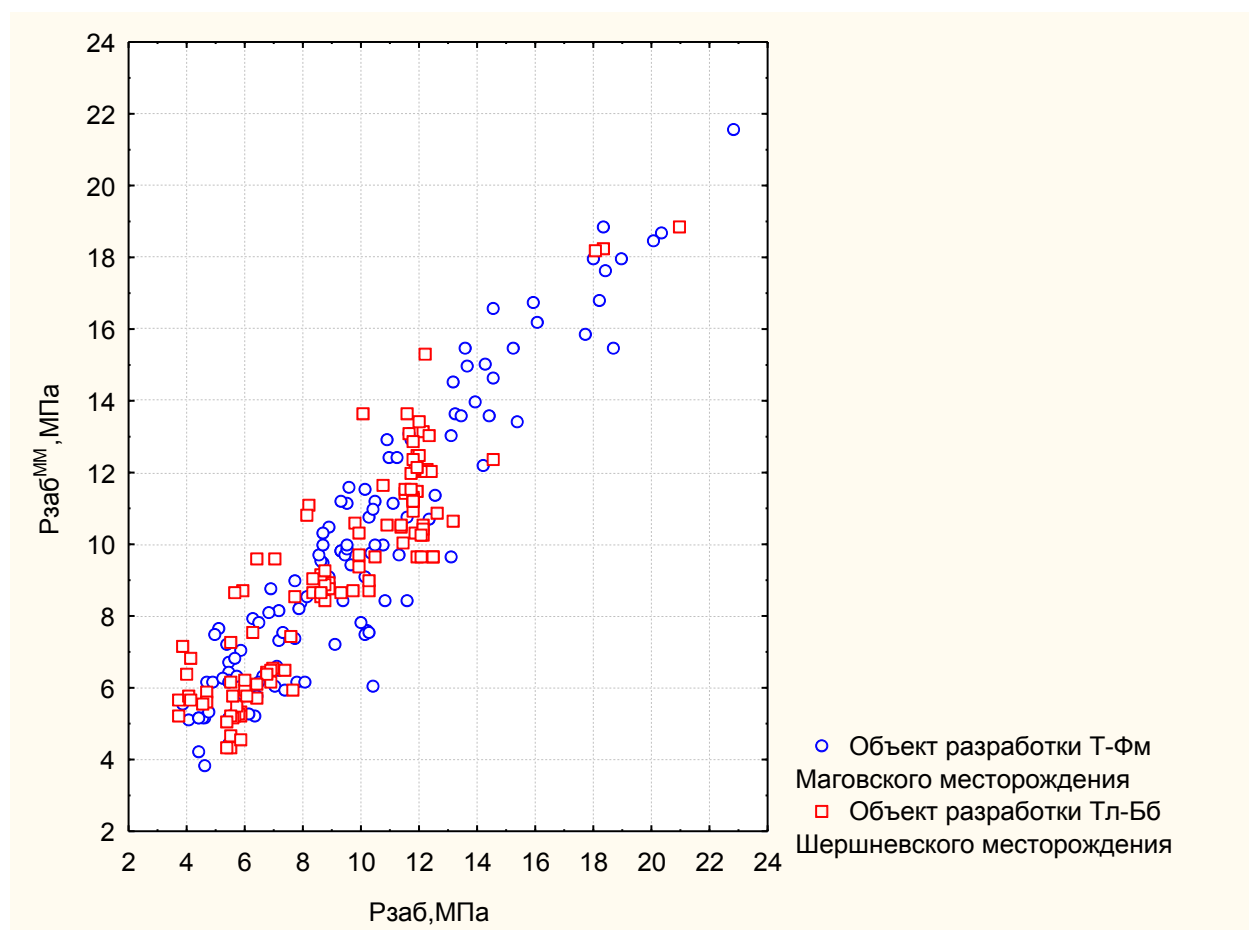


Рисунок 4.41 – Поля корреляции между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{MM}$ для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений

Отсюда видно, что разработанные многомерные статистические модели, по которым определяются значения $R_{заб}$, достаточно хорошо подтверждаются фактическими значениями $R_{заб}$ на всем диапазоне значений.

Таким образом, корреляция между $R_{заб}$ и $R_{заб}^{MM}$ имеет максимальное значение r . Также выполним сравнение средних значений и плотностей распределений с помощью критериев t и χ^2 . Сравнение значений $R_{заб}$ и $R_{заб}^{M-yc}$, $R_{заб}^{M-пнипу}$, $R_{заб}^{MM}$ произведем совместно для объектов разработки Тл-Бб Шершневого и Т-Фм Маговского месторождений (табл. 4.11).

Таблица 4.11

Сравнение средних значений показателей

Количество измерений $R_{заб}$	$R_{заб}$,	$R_{заб}^{MM}$, МПа	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$
n=235	9,44±3,78	9,46±3,54	$\frac{-0,010313}{0,991895}$	$\frac{0,471655}{0,989917}$
		$R_{заб}^{M-yc}$		
n=235	9,44±3,78	9,28±3,23	$\frac{0,492681}{0,622469}$	$\frac{1,522208}{0,467156}$
		$R_{заб}^{M-пнипу}$		
n=235	9,44±3,78	8,81±3,12	$\frac{1,979295}{0,048368}$	$\frac{4,628244}{0,098857}$

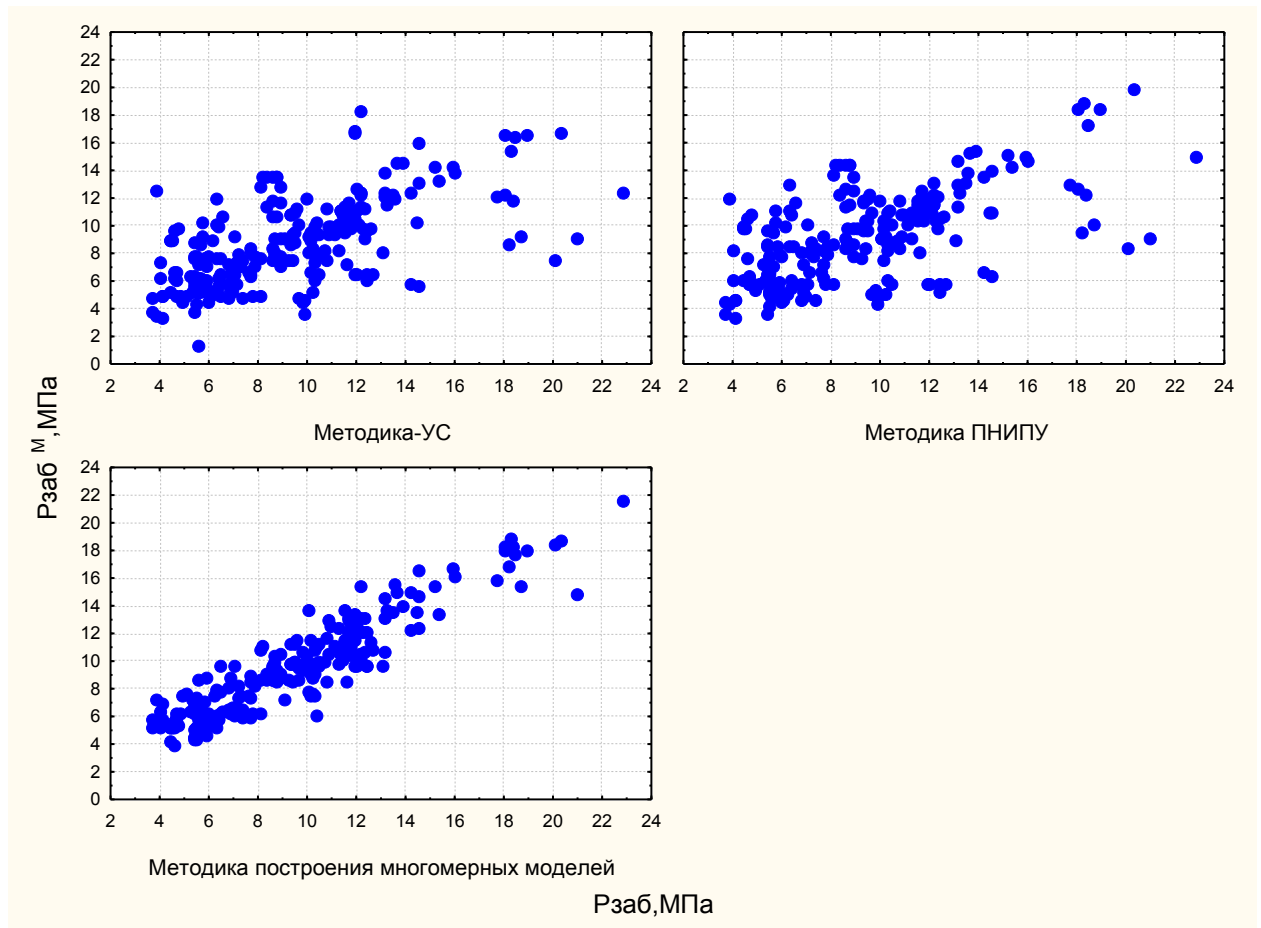


Рисунок 4.42 – Сопоставление фактических и рассчитанных (по трем методикам) значений забойных давлений

Отсюда видно, что средние значения и плотности распределений значений $R_{заб}$ и $R_{заб}^{MM}$ между собой статистически не различаются. Это различие значительно сильнее, чем различие $R_{заб}$ с $R_{заб}^{М-УС}$ и особенно с $R_{заб}^{М-ПНИПУ}$.

Таким образом, разработанные многомерные статистические модели позволяют прогнозировать значения $R_{заб}^{MM}$ по комплексу показателей в скважинах, не оборудованных специальными приборами.

Выводы по главе 4

1. Разработана многомерная математическая модель, позволяющая с достаточно высокой точностью определять значение забойного давления в скважинах, необорудованных геофизическими приборами.
2. Принципиальным преимуществом предложенного подхода является использование в качестве входных параметров значения таких показателей эксплуатации, определение (измерение) которых в процессе эксплуатации скважин не сопровождаются какими-либо трудностями и может быть осуществлено достаточно точно.
3. Разработка данной методики стала возможна благодаря имеющемуся большому набору данных промыслово-геофизических исследований скважин, и их оригинальной математической обработке, позволяющей использовать абсолютно все фактические данные без какого-либо отброса.
4. Поскольку построенные модели применимы только для расчета забойных давлений в работающих добывающих скважинах рассмотренных залежей, представляется целесообразным выполнить подобные работы для других объектов разработки, характеризующихся достаточной долей скважин с глубинными измерительными системами.
5. Наличие геофизических приборов (ФОТОН, МТВС) в скважинах позволяет контролировать забойное давление не только именно в этих скважинах, но и использовать данные исследований для разработки индивидуальных для объектов моделей определения забойных давлений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных исследований:

1. Предложена технология перфорации на депрессии, сопровождаемая непрерывным мониторингом забойного давления. При этом компоновка оборудования содержит специально разработанное техническое устройство и геофизический прибор, а также глубинный насос электроцентробежного типа. Сразу после перфорации на контролируемой прибором депрессии скважина вводится в эксплуатацию, исключая промежуточное глушение.
2. Технология успешно апробирована в разнообразных геолого-геофизических условиях, получены значительные положительные результаты. Ее преимуществом является возможность применения в скважинах малого диаметра и боковых стволах.
3. Выполненный анализ данных определения забойного давления по используемым в настоящее время методикам показал низкую степень их достоверности применительно к скважинам, в компоновке глубиннонасосного оборудования которых не используется геофизический прибор. Это свидетельствует о целесообразности разработки более совершенной методики определения забойного давления при эксплуатации скважин.
4. Разработана методика определения забойного давления, основанная на построении многомерных математических моделей, созданных на основе статистической обработки результатов промыслово-геофизических исследований и показателей эксплуатации скважин. Следует отметить, что определение входных параметров многомерных математических моделей на практике не сопровождается значительными трудностями.

Список использованной литературы

1. Аренс Х. Многомерный дисперсионный анализ: пер. с англ. / Х. Аренс, Ю. Лейтер. – Москва: Финансы и статистика, 1985.
2. Архангельский В. А. Движение газированных нефтей в системе скважина – пласт / В. А. Архангельский – М.: Недра. – 1958.
3. Баженов В. В. Умные решения для «умных скважин» / В. В. Баженов // Геофорум: науч.-техн. дайджест. – Бугульма: Изд. ОАО «Татнефтегеофизика». – 2008. – Вып. 14. – С. 6–7.
4. Барковский С. С. Многомерный анализ данных методами прикладной статистики / С. С. Барковский, В. М. Захаров, А. М. Лукашов, А. Р. Нурутдинова, С. В. Шалагин. – Казань, 2010. – 126 с.
5. Бикбулатов С. М. Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины / С. М. Бикбулатов, А. А. Пашали / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 2. – С. 21.
6. Булатов А. И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика / А. И. Булатов, О. В. Савенок. – Краснодар: Просвещение-Юг. – 2010.
7. Вольпин А. С. Обзор современных автономных глубинных манометров, используемых при исследованиях скважин / А. С. Вольпин, А. К. Пономарев // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №12. – С. 57-59.
8. Воробьев В. Д. Применение методов одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной / В. Д. Воробьев, В. М. Кузмин, Н. Е. Нестерова. – М., ВНИИОЭНГ, Обзор зарубежной литературы. – 1976. – 79 с.
9. Временное методическое руководство по расчету режимов скважин, эксплуатируемых глубинными насосами (ЭЦН и ШГН). – Уфа: БашНИПИнефть, 1976. – 114 с.
10. Гайворонский И. Н. О выборе стратегии заканчивания нефтегазовых скважин / И. Н. Гайворонский, А. А. Меркулов, А. В. Шумилов, А. Д. Савич, И. А. Черных, В. М. Шуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 104-108.
11. Гайворонский И. Н. Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов / И. Н. Гайворонский, В. И. Костицын, А. Д. Савич, И. А. Черных, А. В. Шумилов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 62-65
12. Галкин В. И. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / В. И. Галкин, А. В. Растегаев, С. В. Галкин. – Екатеринбург: УрО РАН, 2001.
13. Галкин В. И. Разработка вероятностно-статистических регионально-зональных моделей прогноза нефтегазоносности по данным геохимических исследований верхнедевонских карбонатных отложений / В. И. Галкин, И. А. Козлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 40-45.

14. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов / В. Е. Гмурман. – 4-е изд., испр. и доп. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
15. ГОСТ Р 53709-2009 Геофизические исследования и работы в скважинах: М., Стандартинформ, 2010.
16. Грон В. Г. Определение забойного давления в добывающих скважинах, оборудованных установками погружного насоса: учеб. пособие / В. Г. Грон, И. Т. Мищенко. – М.: Изд-во ГАНГ, 1993. – 128 с.
17. Дементьев Л. Ф. Зачем геологу-нефтянику математика и компьютеры / Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор. – Москва: Недра, 1991.
18. Дементьев Л. Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии: учебное пособие для вузов / Л. Ф. Дементьев. – Москва: Недра, 1983.
19. Дементьев Л. Ф. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии / Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, А. Н. Кирсанов. – Москва: Недра, 1977.
20. Дементьев Л. Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных / Л. Ф. Дементьев. – Москва: Недра, 1966.
21. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учебное пособие для вузов / А. Н. Дроздов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
22. Дроздов А. Н. Технология эксплуатации скважин погружными насосами при низких забойных давлениях / А. Н. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 86-89.
23. Дубровский В. С. Новые технологии исследования бурящихся скважин. Аппаратурно-методические комплексы для геофизических исследований нефтегазовых и рудных скважин / В. С. Дубровский, Р. Н. Абдуллин, А. Р. Рахматуллина // Научно-технический сборник. – М.: ВНИИГеосистем, 2012. – С. 90-98.
24. Лозин Е. В. Гидродинамические исследования скважин с использованием современных глубинных приборов / Е. В. Лозин, В. П. Шушарин, И. Р. Баширов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – С. 78-80.
25. Еникеев М. Д., Хакимов В. С. Патент РФ № 2169833, МПК E21B 43/114. Оpubл. 27.06.2001 г.
26. Желанов Е. В. Исследование влияния физических и технологических условий работы добывающей скважины на процесс разгазирования флюида / Е. В. Желанов, А. В. Лекомцев // Master's journal. – 2016. – № 1. – С. 221-228.
27. ЗАО «Электон»: разработка и опыт эксплуатации комплекса оборудования для автоматизации добычи нефти // В. И. Лепехин, И. Г. Видяхин, А. Т. Валеев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 5. – С. 111–114.

28. Ипатов А. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2006. – 778 с.
29. Исхаков И. А. Мониторинг разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН / И. А. Исхаков, В. В. Лаптев // Материалы V Российско-Китайского симпозиума по промысловой геофизике. – Уфа: Изд-во «НПФ «Геофизика», 2008. – С. 42–55.
30. Карлов К. Р. Виртуальные приборы и волоконно-оптические технологии для создания интеллектуальных систем исследования скважин / К. Р. Карлов, Р. Г. Карлов // Труды 1-й международной конференции «Высокотехнологические скважины». – М., 2003.
31. Килейко Е. С. Применение программно-управляемых геофизических приборов для определения забойных давлений в эксплуатационных скважинах / Е. С. Килейко, А. Д. Савич, А. И. Дзюбенко, И. А. Черных // Тезисы докладов научного симпозиума «Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности». – Уфа, 2002. – С. 49-51.
32. Килейко Е. С. Новые технологии информационного обеспечения разработки нефтяных месторождений / Е. С. Килейко, А. Д. Савич, И. А. Черных, А. В. Шумилов // Материалы Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений». – М.: РАГС при президенте РФ, 2004.
33. Крапивина Т. Н. Совершенствование технологии и технических средств очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивных пластов бурением при отрицательном перепаде дифференциального давления (ОПД) в системе скважина-пласт (на депрессии) / Т. Н. Крапивина, Н. И. Крысин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 23-25.
34. Крапивина Т. Н. Эффективность вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Т. Н. Крапивина, Н. И. Крысин, С. Е. Чернышов // Научные исследования и инновации. – 2008. – Т. 2. – № 4. – С. 93-97.
35. Кремер Н. Ш. Теория вероятности и математическая статистика. – М.: Юнити. – Дана, 2002. – 343 с.
36. Крысин Н. И. Повышение скоростей бурения и дебитов скважин разработкой и совершенствованием составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов: монография / Н. И. Крысин, Т. Н. Крапивина. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2016.
37. Кульчицкий В. В. Скважина как элемент интеллектуальной системы управления разработкой месторождения углеводородов / В. В. Кульчицкий // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 95–97.

38. Лагойда Д. В. Исследование добывающих скважин по технологии предварительного спуска геофизических приборов под глубинный насос // Д. В. Лагойда, С. В. Попов, А. Д. Савич, А. В. Шумилов // Вестник «Горное эхо». – Пермь: Изд. Горного института УрО РАН, 2005. – Вып. 2 (20). – С. 24-28.
39. Левин Ю. Интеллектуальная скважина для нефтяной компании «ЮКОС» / Ю. Левин, Д. Маркелов, В. Жильцов // Научно-технический вестник. – М.: Издательский дом «Нефть и капитал», 2003. – № 6. С. 62-63.
40. Лекомцев А. В. К определению давлений у приема электроцентробежных насосов в скважинах ножовского месторождения / А. В. Лекомцев, В. А. Мордвинов, Г. Ю. Коробов, Ю. С. Черкасова // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 9. – С. 68-71.
41. Лекомцев А. В. К оценке забойных давлений при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами / А. В. Лекомцев, В. А. Мордвинов // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5. – № 4. – С. 29-32.
42. Лекомцев А. В. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследований скважин / А. В. Лекомцев, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 84-90.
43. Лекомцев А. В. Оценка забойных давлений в добывающих скважинах Шершневского месторождения / А. В. Лекомцев, В. А. Мордвинов, М. С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – № 10. – 2011. – С. 30-31.
44. Лекомцев А. В. Повышение эффективности эксплуатации добывающих скважин электроцентробежными насосами при откачке низкопенистой газированной нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / А. В. Лекомцев. – Санкт-Петербург: Изд-во НМСУ «Горный», 2013.
45. Лекомцев А. В. Статистический подход к оценке забойных давлений в добывающих скважинах / А. В. Лекомцев, Е. В. Желанов, И. А. Черных // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 98-101
46. Лекомцев А. В. Эксплуатация добывающих скважин электроцентробежными насосами на нефтяных месторождениях Верхнего Прикамья // А. В. Лекомцев, В. А. Мордвинов, М. С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №10. – С. 144-145.
47. Лекомцев А. В. Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин / А. В. Лекомцев, Д. А. Мартюшев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 37-39.
48. Ляпунова В. Опыт использования направленной перфорации на Лунском месторождении / В. Ляпунова, О. Комолафе, Е. Варгас // Материалы конференции SPE Russian

Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. SPE 160762. – Москва. – 2012.

49. М. А. Гаджиев Инженерные приемы определения водо- и газонефтяных контактов в межтрубном пространстве / М. А. Гаджиев // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 9. – С. 74-76

50. Мартиросян В. Б. Распределение давления в затрубном пространстве при механизированном способе эксплуатации скважин / В. Б. Мартиросян, В. Д. Нагула, Г. П. Белогорцев // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 5. – С. 51 – 54.

51. Мищенко И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудно извлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 448 с.

52. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 295 с.

53. Мордвинов В. А. Приток в скважину, находящуюся в периодическом режиме эксплуатации, при высокой газонасыщенности пластовой нефти // В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин, И. А. Черных // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 66-68.

54. Муравьев И. М. Приведение давлений, замеренных на глубинах выше глубины давления насыщения, к забойным условиям / И. М. Муравьев, Г. А. Халиков, И. Я. Юрин // Нефтяное хозяйство. – 1960. – № 8. – С. 26-29.

55. Муслимов Р. Х. Перспективы исследований механизированных скважин / Р. Х. Муслимов, Т. Г. Габдуллин, А. С. Шатунов, А. А. Царегородцев // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 7. – С. 25-28.

56. Назаров А. Ю. Новые решения при проведении исследований скважин в сложных условиях и вторичного вскрытия пластов на депрессии под глубинным насосом / А. Ю. Назаров, И. А. Черных, А. Д. Савич, А. А. Шадронов, И. Ф. Шумский // Материалы VIII Китайско-Российского научного симпозиума «Новые техника и технологии в нефтегазовой промышленности». – Уфа: Изд. ОАО НПФ «Геофизика». – 2014.

57. Отчет о НИР по этапу 1 Договора № 14z2603/2014/475 от 01.10.2014 г. «Экспресс-анализ забойных давлений в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными приборами, на основании промысловых данных для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Этап: «Оценка влияния критериев на определение забойного давления. Разработка зависимостей для пересчета динамического уровня и затрубного давления на забойное давление»

58. Отчет о НИР по этапу 1 Договора № 15Z2215/2015/368 от 23.10.2015 г. «Разработка методики определения забойных давлений по данным устьевых замеров в работающих и остановленных добывающих скважинах северной группы месторождений». Пермь, 2016

59. Отчет о НИР по этапу 3 Договора № 14z2603/2014/475 от 01.10.2014 г. «Экспресс-анализ забойных давлений в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными приборами, на основании промысловых данных для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
60. Отчет о НИР по этапу 5 Договора № 15z2215 от 23.10.2015 г. «Разработка методики определения забойных давлений по данным устьевых замеров в работающих и остановленных скважинах северной группы месторождений». Наименование этапа: «Разработка многофакторных моделей для определения забойных давлений в работающих и остановленных скважинах». Пермь, 2016
61. Пономарева И. Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И. Н. Пономарева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 62-65.
62. Потапьев И. Исследование вариантов: Максимизация продуктивности при перфорации в условиях сильного превышения пластового давления над гидростатическим давлением в скважине / И. Потапьев, Francois Lallemant, Albert Rusly, Djati Wangsa Zen, Albertus Retnanto, Mohamed Kermoud, Heru Danardatu, Murdiyono // Материалы конференции SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery. SPE 72134. - Куала-Лумпур, Малайзия. - 2001.
63. Путилов И. С. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения / И. С. Путилов, В. И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112-114.
64. Путилов И. С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа / И. С. Путилов. – Пермь: изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
65. Путилов И. С. Статистический подход к прогнозированию фаций по данным керна и ГИС / И. С. Путилов, Н. А. Филькина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 2. – С. 19-23.
66. Растегаев А. В. Применение вероятностно-статистических моделей при подготовке структур сейсморазведкой к глубокому бурению / А. В. Растегаев [и др.]. – Пермь: Изд-во ПГТУ, 1996.
67. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению. Геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах // М., ГЕРС, 2001, 168 с.
68. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – НПП, Типография «Наука», М., 2002. – 76 с.

69. РД 39 –3-593-81. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин. – М., ВНИИ, 1982.
70. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М. Недра, 1978г.
71. С. Г. Вольпин Анализ применения ГИС-технологий в информационном обеспечении проектирования разработки / С. Г. Вольпин, Ю. А. Мясников, А. В. Свалов, Ю. М. Штейнберг, А. Г. Дяченко, А. С. Вольпин // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 10 – С. 61-65.
72. Савич А. Д. Устройство для вторичного вскрытия пластов на депрессии со спуском перфоратора под глубинный насос / А. Д. Савич, И. А. Черных, А. А. Шадронов, А. В. Шумилов // Решение о выдаче патента на полезную модель. М., РОСПАТЕНТ, 2014.
73. Савич А. Д. Технология непосредственного замера термодинамических параметров работы скважины / А. Д. Савич, А. В. Шумилов, И. А. Черных, Д. В. Лагойда // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 01.
74. Савич А. Д. Система информационного обеспечения разработки нефтяных месторождений / А. Д. Савич, А. А. Семенцов, Б. А. Семенов. – Патент РФ № 2077735. – 1997.
75. Савич А. Д. Новые технологии в исследовании скважин при контроле за разработкой с предварительным спуском приборов под насос / А. Д. Савич, И. А. Черных // Тезисы докладов научной конференции «Информационные технологии в нефтегазовом сервисе». – Уфа, 2006. – С. 73 -74.
76. Сборник руководящих документов (регламентов, инструкций, стандартов предприятий, технических условий и положений) по ремонту и освоению скважин. – НИКОЙЛ. – Пермь: Тип. «Меркурий», 2009.
77. Семёнов В. А. Теория вероятностей и математическая статистика : учебное пособие для бакалавров и специалистов / В. А. Семёнов. – Санкт-Петербург [и др.]: Питер, 2013.
78. Спецификация на изменение алгоритма по расчету давления забойного в рамках функционального модуля технологический режим добывающих нефтяных скважин.
79. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01. – М.: ГЕРС, 2001. – 168 с.
80. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / Ю. М. Басарыгин [и др.]. – Москва: Недра, 2001.
81. Фархуллин Р. Г. Скорость звука в газе межтрубного пространства механизированных скважин / Р. Г. Фархуллин, О. А. Никашев, В. В. Смыков, Р. С. Хисамов, Э. И. Сулейманов, А. Я. Неткач // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 3 – С. 118 -121.

82. Филиппева С.Г. Информационное обеспечение разработки нефтяных месторождений / С. Г. Филиппева, А. Д. Савич, И. А. Черных // Геология и полезные ископаемые западного Урала: сборник статей по материалам региональной научно-практической конференции. – Пермь, 2006. – С. 119-120.
83. Черных И. А. Применение новых методов геофизических исследований и технологий при бурении и освоении скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / И. А. Черных // НТВ «Каротажник». – Тверь, 2014. – Вып. 244. – С. 137-143
84. Черных И. А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта ТЛ-ББ Юрчукского месторождения) / И. А. Черных // Вестник ПНИПУ. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 21. – С. 320 – 328.
85. Черных И. А. Опыт применения новых методов ГИС при бурении эксплуатационных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / И. А. Черных // «Инженерная практика». – 2011. – № 11-12. – С. 58-61.
86. Черных И. А. Оценка информативности результатов механизированных скважин дистанционными приборами, спущенными под глубинный насос / И. А. Черных // НТВ «Каротажник». – 2010. – Вып. 191. – С. 67-76.
87. Шайхутдинов И. К. Расчет забойного давления и давления на приеме насоса / И. К. Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – С. 82-85.
88. Шакиров А. А. Автономный скважинный информационно-измерительный модуль «АСИМ» / А. А. Шакиров // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи: сб. ст. аспирантов и молодых специалистов: НПФ «Геофизика». – Уфа, 2005. – Вып. 2. – С. 118–120.
89. Шарапов И. П. Применение математической статистики в геологии : (статистический анализ геологических данных) / И. П. Шарапов. – Москва: Недра, 1971.
90. Шумилов А. В. Проблемы организации и оснащения системы геофизического мониторинга режимов эксплуатации нефтегазовых скважин на месторождениях севера Пермского Прикамья / А. В. Шумилов, И. А. Черных // Монография. Пермь: Изд. Перм. гос. нац. иссл. ун-т, 2015. – 158 с.
91. Элькинд С. Я. Технология контроля параметров флюида в скважинах, оборудованных глубинными насосами / С. Я. Элькинд, А. Д. Савич, А. М. Денисов, И. А. Черных // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2007. – Вып. 155. – С. 22-37.
92. Carvalho P. M., Podio A. L., Sepehrnoori K. An Electrical Submersible Jet Pump for Gassy Oil Wells. – Journal of Petroleum Technology, – May 1999. – p. 34-35. DOI: 10.2118/0599-0034-JPT.
93. Davaatseren B., Golovko A. K., Tuyu M. A study of the ozonolysis and mechanochemical

treatment on the properties of the high paraffinic Tamsagbulag Oil (Mongolia) // Scientific reports of MAS, Ulan-bator. – 2006. – V. 182. – № 4. – P. 59-68.

94. Hasan A. R. and Kabir C. S. «A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells», SPEPE (1998) 263; Trans., AIME, 285.

95. J. P. Brill, H. Mukherjee «Multiphase Flow in Wells». – SPE. – 1999.

96. Lea J. F., Minissale J. D. Beam Pumps Surpass ESP Efficiency. – Oil and Gas Journal May 18. – 1992. – P. 72.

97. McCoy J. N., Podio A. L., Huddleston K. L. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure // SPE Formation Evaluation, August 1985. – P. 617-621. DOI: 10.2118/14254-PA.

98. Moritis G. Smart, intelligent wells // Oil & Gas Journal. – 2001. – April. – P. 72-77.

99. Passey Q. R., Yin H., Rendeir C. M., Fitz D. E. Overview of High-Angle and Horizontal Well Formation Evaluation: Issues, Learnings, and Future Directions: SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26 – 29, 2005.

100. Podio A. L., McCoy J. N., Becker D. Integrated Well Performance and Analysis // SPE Computer Applications, June 1992. – P. 43-48. DOI: 10.2118/24060-PA.

101. W. B. Pennebaker, J. L. Mitchell. JPEG still image data compression standard. New York, 1993: Van Nostrand Reinhold.