

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ
ИМЕНИ ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»**

На правах рукописи

МАРКЕЛОВА АНАСТАСИЯ АНДРЕЕВНА

**НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ЮРСКОЙ
СИСТЕМЫ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА И
МЕТОДЫ ИХ УЧЁТА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И ОЦЕНКЕ
ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук,
доцент
Страхов Павел Николаевич

Москва, 2025 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1 Геолого-геофизическая характеристика района	8
1.1 Изученность Шаимского нефтегазоносного района	8
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика Шаимского нефтегазоносного района	11
1.3 Тектоника Шаимского нефтегазоносного района	18
1.4 Нефтегазоносность Шаимского нефтегазового района	21
Глава 2 Характеристика коллекторов района работ	26
2.1 Общая характеристика доюрского комплекса	26
2.2 Общая характеристика юрского нефтегазоносного комплекса	37
Глава 3 Вероятностные методы расчёта петрофизических свойств в ходе геологического моделирования.....	71
3.1 Методические основы оценки фильтрационных свойств с использованием вероятностных методов.....	71
3.2 Автоматизация оценки фильтрационно-емкостных свойств с использованием вероятностных методов.....	81
3.3 Методические основы оценки остаточной водонасыщенности с использованием вероятностных методов.....	89
Глава 4 Моделирование петрофизических параметров на основе вероятностных методов.....	94
4.1 Оценка проницаемости на основе комплексирования вероятностных и детерминированных методов	94
4.2 Оценка остаточной водонасыщенности на основе вероятностных методов	104
Глава 5 Неоднородности коллекторских свойств Шаимского нефтегазоносного района.....	113
5.1 Изменчивость характеристик нефтенасыщенных пород Шаимского нефтегазоносного района.....	113
5.2 Выявление площадных неоднородностей Шаимского нефтегазоносного района.....	128
5.3 Дифференциальная оценка запасов углеводородов пород различных классов проницаемости.....	136
Заключение.....	141
Список литературы.....	143

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования: Недоразведанность юрских перспективных объектов на территории Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий вызывает трудности при прогнозировании возможных осложнений при проектировании поисковых работ. Большая часть месторождений, расположенных на его территории, имеют богатую историю разработки. По понятным причинам это негативно влияет на перспективы развития добычи углеводородов региона. В предлагаемой работе изучение данной проблемы базируется на результатах анализа функциональных неоднородностей фильтрационно-ёмкостных свойств и изучении параметра остаточная водонасыщенность продуктивных отложений. Актуальность исследований данного региона объясняется тем, что большинство месторождений региона представляют собой сложные объекты, детали геологического строения которых не в полной мере учитываются при постановке геологоразведочных работ.

Цель работы: Оценка характера изменчивости коллекторских свойств для повышения надёжности геологических моделей и оценки запасов углеводородов залежей, приуроченных к отложениям юрской системы Шаимского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Основные задачи исследования:

1. Уточнение геологического строения юрских отложений Шаимского нефтегазоносного района.
2. Исследования явных и функциональных неоднородностей фильтрационно-ёмкостных свойств и остаточной водонасыщенности продуктивных отложений.
3. Разработка вероятностного метода построения фильтрационных моделей.

4. Разработка новых принципов построение модели остаточной водонасыщенности продуктивных пластов (коэффициентов нефтегазонасыщенности залежей).

5. Проведение дифференциальной оценки запасов пород различных классов проницаемости.

6. Анализ неоднородностей свойств углеводородов.

Объект исследования: юрские отложения Шаимского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Предмет исследования: фильтрационные и емкостные свойства коллекторов терригенных отложений, изучение неоднородностей коллекторских свойств.

Научная новизна:

1. Впервые разработана вероятностная методика расчёта гистограмм проницаемости при построении геологических моделей;

2. Впервые разработана вероятностная методика расчёта гистограмм остаточной водонасыщенности при построении геологических моделей, которые являются основой определения коэффициента нефтегазонасыщенности залежей углеводородов;

3. Выявлены благоприятные зоны для формирования ловушек литологического типа;

4. Впервые разработана и апробирована на ряде месторождений методика дифференциальной оценки запасов коллекторов различных классов проницаемости;

5. Обоснована тенденция улучшения проницаемости более древних отложений при сопоставлении образцов с одинаковой пористостью.

Теоретическая ценность научной работы и ее практическая значимость:

Теоретическая ценность работы заключается в обобщении и систематизации геологических данных и результатов исследований,

позволивших выявить зависимости, которые способствуют приращению научных знаний о сложно -построенных геологических объектах.

Практическая значимость работы заключается в выявлении явных и функциональных неоднородностей терригенных отложений юрской системы, в частности отложений верхнеюрского и среднеюрского отдела с целью создания нового подхода при моделировании геологических объектов для дальнейшего прогнозирования потенциально перспективных коллекторов и зон улучшенных коллекторов.

Методология и методы исследования:

Поставленные задачи решались на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных, которые послужили основой для применения статистических методов для выявления явных и функциональных неоднородностей фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений.

Фактический материал: Диссертационная работа является итогом аналитического обобщения обширного фактического материала по геологическому строению, нефтегазоносности, геофизическим и литологическим характеристикам продуктивных отложений Шаимского нефтегазоносного района. Проанализировано строение 41 месторождения по свойствам углеводородов и средним фильтрационно-ёмкостным параметрам. Проанализированы результаты исследований керна и интерпретации ГИС по 108 скважинам. Обобщены результаты определений (по керну) пористости – 18 196 образцам, проницаемости – 10 852 образцам, остаточной водонасыщенности – 8 756 образцам по 130 скважинам. Сбор фактического материала осуществлялся во Всероссийском геологическом фонде и библиотеках.

Положение, выносимые на защиту:

1. Система построения фильтрационных моделей продуктивных терригенных отложений на основании автоматизированного расчёта

гистограмм проницаемости каждой ячейки с помощью вероятностных методов обработки результатов петрофизических данных.

2. Система построения моделей остаточной водонасыщенности продуктивных терригенных отложений (коэффициентов нефтегазонасыщенности залежей) на основании вероятностных методов обработки результатов петрофизических данных.

3. Характер распространения коллекторов различных классов и дифференцированная оценка запасов залежей углеводородов Шаимского нефтегазоносного района, выполненные на основании анализа явных и функциональных неоднородностей коллекторских свойств юрской системы.

Соответствие паспорту специальности:

1. Условия образования месторождений нефти и газа:

-резервуары нефти и газа, коллекторы и покрышки;

-условия формирования скоплений нефти и газа в земной коре (генерация, миграция и аккумуляция углеводородов);

2. Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений:

-методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов;

-совершенствование методов геологического моделирования и подсчета запасов нефти и газа;

3. Геолого-промысловая характеристика месторождений нефти и газа:

-закономерности и неопределенности петрофизических свойств пород-коллекторов, и их влияние на эффективность разработки.

Степень разработанности темы: Существенный вклад в изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Шаимского нефтегазоносного района внесли множество научно-исследовательских и производственных организаций, а также ученых-исследователей, среди которых А.Э. Конторович, В.А. Конторович, В.Г. Криночкин, В. П. Алексеев, С. Р. Бембель, В.Б. Белозеров, В.С. Бочкарев, И.М. Губкин, Ф. Г. Гурари, В.И. Ермаков, Е.Т. Журавлев, Н.П. Запывалов, А.М. Казаков, И.И. Нестеров, В.С.

Сурков, А.В. Шпильман, С.Б. Шацкий и другие. В разное время учеными были рассмотрены и изучены вопросы, относящиеся к уточнению структурно-тектонического и литологического строения, а также рассмотрены вопросы по изучению геохимии и нефтегазоносности рассматриваемой территории. Несмотря на обширные исследования в данном районе, реализованные проекты по изученности территории ввиду сложности горно-геологического строения носят преимущественно региональный характер, что дает общее представление о строении территории и перспективах нефтегазоносности.

Личный вклад автора: Осуществлён сбор и обобщение геолого-геофизических материалов. Разработана методология автоматизированного вычисления гистограмм проницаемости и остаточной водонасыщенности для каждой ячейки модели и выполнение соответствующих расчётов для исследуемых месторождений. Проведён анализ явных и функциональных неоднородностей коллекторских свойств отложений юрской системы. Осуществлена дифференциальная оценка запасов для пород различных классов проницаемости по ряду залежей углеводородов.

Степень достоверности и апробация работы: По теме диссертационной работы опубликовано 15 научных трудов, из них 4 статьи опубликованы в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК РФ, 4 публикаций в журналах, индексируемых в международных базах цитирования (WoS, Scopus), 1 статья опубликована в других изданиях, 3 доклада, представленных на научных конференциях, зарегистрирована 1 программа для ЭВМ и 2 базы данных.

Структура и объем работы:

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 152 страницах, включая 97 рисунков, 6 таблиц. Список литературы включает 76 источников.

ГЛАВА 1 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 ИЗУЧЕННОСТЬ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Шаимский нефтегазоносный район расположен в западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в центральной части Приуральской нефтегазоносной области. История изучения района, как нефтегазоносного, начинается с 1960-х годов. На протяжении всего периода исследований, на рассматриваемой территории открыто свыше 40 месторождений и более 70 нефтяных залежей. Общая площадь Шаимского нефтегазоносного района составляет около 35,5 тыс. кв. км.

Основоположником, высказавшим в 1932 году гипотезу о перспективах нефтегазоносности юрских отложений в пределах Западно-Сибирской равнины, был академик И. М. Губкин. Теоретические положения И. М. Губкина позволили прогнозировать, что по краю Западно-Сибирской депрессии существуют благоприятные условия для формирования ловушек нефти и газа [25]. Детальные исследования Шаимского нефтегазоносного района начались в 1949 году. В период до 1969 года были проведены аэромагнитные, аэрогравиметрические, электроразведочные съемки. В результате работ выполняемых ВАГТ (Всесоюзный аэрогеологический трест) в 1951 году была составлена геологическая карта Западной Сибири в масштабе 1:100000. В 1954 году были получены первые сведения по стратиграфии и литологии мезо-кайнозойского чехла Кондинского района. Первая поисковая скважина 2-Мулымьинская была пробуренная в 1959 году, недалеко от села Шаим, получен приток нефти дебитом 1 т/сут. Затем в 1960 году в поисковой скважине 6-Трехозерной был получен фонтанный приток нефти более 300 т/сут.[17]. Месторождение Трехозерное стало первым месторождением, открытым на территории Шаимского нефтегазоносного района.

Шаимский нефтегазоносный район граничит с Красноленинским нефтегазоносным районом с восточной стороны, и Иусским нефтегазоносным районом с юго-западной стороны (рис 1.1.1).

Большинство месторождений северной части района вступили в эксплуатацию относительно недавно по сравнению с центральной и южной частью.

Месторождения Шаимского нефтегазоносного района на текущий момент относятся к месторождениям, которые находятся на поздней стадии разработки и охарактеризованы высокой степенью выработки запасов [11]. В доюрском и юрском комплексах по ряду месторождений обнаружены промышленные запасы нефти (Даниловское, Северо-Даниловское, Трехозерное, Мулымьинское, Мортымья-Тетеревское, Убинское, Толумское, Андреевское, Среднемулымьинское, Тальниковое, Потанай-Картопьянское месторождения и др.). Нефтяные залежи приурочены к верхней части доюрского комплекса. По геологическому строению месторождения исследуемого района отнесены к группе «сложные» и «очень сложные». Выделены тектонические нарушения, отмечена высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, выявлены вторичные изменения пород коллекторов. Остаточные запасы, по существу, можно классифицировать как «трудноизвлекаемые» [25,56,59].

На 1 января 2015 года от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) было отобрано около 70 %. По основным шести месторождениям отбор от НИЗ составил 73–96% при обводненности продукции 86–96% (Трехозерное, Мортымья-Тетеревское, Северо-Даниловское, Мулымьинское, Даниловское, Толумское). По четырем месторождениям отбор от НИЗ составил 47–68% при обводненности 70–89% (Убинское, Лазаревское, Филипповское, Ловинское). По некоторым месторождениям (Узбекское, Шушминское, Мансингьянское, Яхлинское, Сыморьяхское, Тальниковое) отбор от НИЗ не превышает 30%, в том числе по последним трем месторождениям - не более 4%.

В разрезе осадочного чехла Приуральской нефтегазоносной области выделено четыре нефтегазоносных комплекса: неокомский, васюганский (вогулкинский, абалакский), нижнесреднеюрский и доюрский (палеозойский). Общая толщина рассматриваемых комплексов увеличивается с севера на юг

[2]. В составе образований фундамента рассматриваемой территории вскрыты верхнепротерозойские (рифейские), ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные и триасовые породы. Отмечено присутствие отложений от юрских до четвертичных. В составе юрских отложений выделено: тюменская, абалакская, баженовская свиты, нижняя подсвита тутлеймской свиты [11].

Необходимость выделения перспективных направлений с целью восстановления и расширения минерально-сырьевой базы района является актуальной задачей. Наиболее важным направлением выделено проведение поисково-разведочных и доразведочных работ, целью которых является открытие новых залежей, в том числе пропущенных на разрабатываемых месторождениях, в отложениях юрского и доюрского комплексов [17,35]. Наряду с этим отмечена важность построения детальных геологических моделей продуктивных пластов, которые охватывают группы месторождений по площадным характеристикам с целью уточнения их геологического строения. Особый интерес в данном случае вызывают приграничные зоны, располагающиеся вблизи Шаимского нефтегазоносного района. Так же при проектировании систем разработки месторождений одним из направлений исследований является анализ фильтрационных свойств пород продуктивных горизонтов.

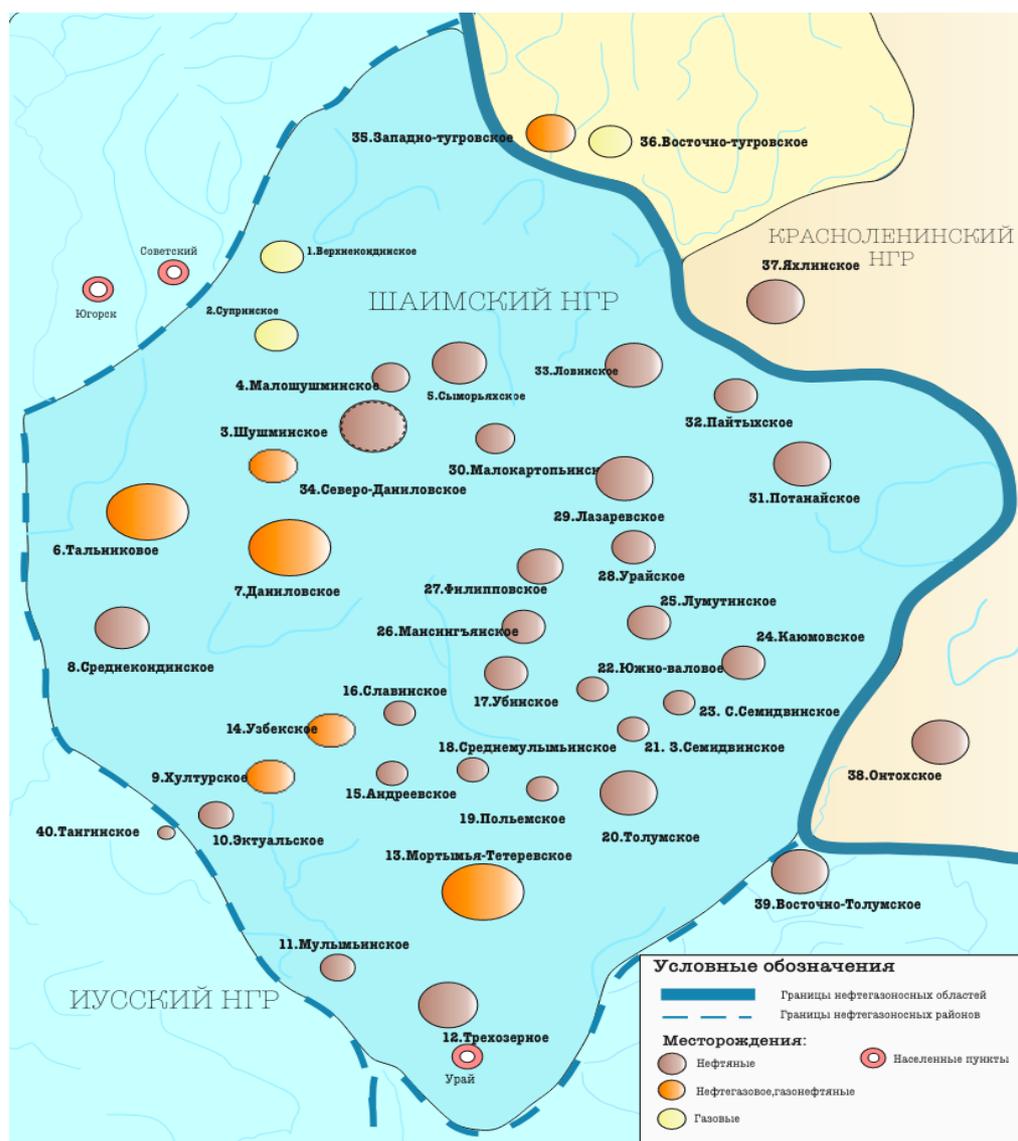


Рис.1.1.1 Обзорная карта Шаимского нефтегазоносного района.¹

1.2 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Комплексное изучение результатов бурения и данных, полученных в рамках проведения сейсморазведочных работ, позволяют палеогеографически реконструировать основные черты истории развития продуктивных отложений юрской системы. Известно, что седиментация отложений на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции разрасталась с севера на юг [1,11,32].

¹ Выполнено автором

Разрез исследуемой территории условно разделен на три части: фундамент, промежуточный доюрский комплекс и собственно осадочный чехол. Фундамент в пределах Шаимского нефтегазоносного района не охарактеризован бурением. По аналогии с соседними областями можно предполагать, что он представлен преимущественно магматическими и сильно метаморфизованными породами, возраст которых в пределах Западной Сибири не определен. Наиболее вероятно данный комплекс может быть отнесен к рифей-венд-кембрийской части разреза [3].

Промежуточный доюрский комплекс включает триасовую и верхнюю часть палеозойской эратемы. Он представлен метаморфическими, эффузивными, вулканогенно-обломочными и осадочными породами.

Наиболее древними породами, вскрытыми на территории Шаимского нефтегазоносного района, являются представители ордовикской и силлурийской систем (скважины 10379Р, 9027Р, 9076Р Узбекского, 10279Р, 9173 и 9329 Ловинского, 812Р Яхлинского месторождений). Они представлены в основном кварцевыми, серицитовыми и хлоритовыми сланцами серого цвета с различными оттенками, среди которых встречаются песчаники и конгломераты.

Девонская система охарактеризована бурением на Верхне-Кондинском, Лемьинском и Трехозерном месторождениях. Она преимущественно представлена вулканогенными и вулканогенно-осадочными породами, среди которых встречаются порфириты. Также встречаются песчаники и песчано-глинистые отложения и линзы сильно перекристаллизованных известняков.

На окраинах Шаимского нефтегазоносного района нижнекаменноугольный отдел охарактеризован бурением. Были вскрыты углистые и глинистые сланцы.

В верхней части доюрского комплекса выделяются верхнепермский отдел и триасовая система. Выделяются песчаники, глины, известняки, а также магматические и метомарфические породы, которые в ряде случаев подверглись воздействию гипергенных процессов, поэтому часто данную

толщу называют корой выветривания. На некоторых месторождениях (Мортимья-Тетеревское, Мулымьинское, Убинское, Толумское, Северо-Даниловское, Тальниковое) в процессе опробования получены притоки нефти с достаточно большими дебитами (до несколько десятков тонн в сутки) [64].

Отложения нижнеюрского отдела на территории Шаимского нефтегазоносного района не вскрыты бурением. На их присутствие в восточных участках территории работ указывают только материалы сейсморазведки.

Представлен разрез юрской системы Красноленинского нефтегазоносного района вблизи с зоной сочленения Шаимского и Красноленинского нефтегазоносных районов, который характерен для большей части площади рассматриваемой территории (рис.1.1.2). Глубина залегания нижнеюрских отложений изменяется в интервале 2450–2500 метров, среднеюрских отложений 2400–2450 метров, верхнеюрских 2330–2400 метров [25].

Отложения тюменской свиты подразделяются на три подсвиты. Нижняя подсвита простирается по склонам Красноленинского свода. В Шаимском нефтегазоносном районе она отмечена только в наиболее погруженных участках и расчленяется на 3 пачки.

Средняя подсвита тюменской свиты простирается почти на всей территории граничных районов, и отсутствует только в осевой зоне Шаимского мегавала, и на участках, где отмечается наиболее приподнятые выступы фундамента.

Верхняя подсвита тюменской свиты в граничной зоне Шаимского и Красноленинского района развита почти повсюду. Исключением являются наиболее приподнятые участки локальных поднятий, которые располагаются вдоль гребня Шаимского мегавала и в приподнятой зоне Красноленинского свода. В западной части граничной зоны верхняя подсвита расчленяется на три пачки — тетеревскую, даниловскую и убинскую. В восточной части также в

ее составе выделяются три пачки, но их стратиграфический объем несколько отличается.

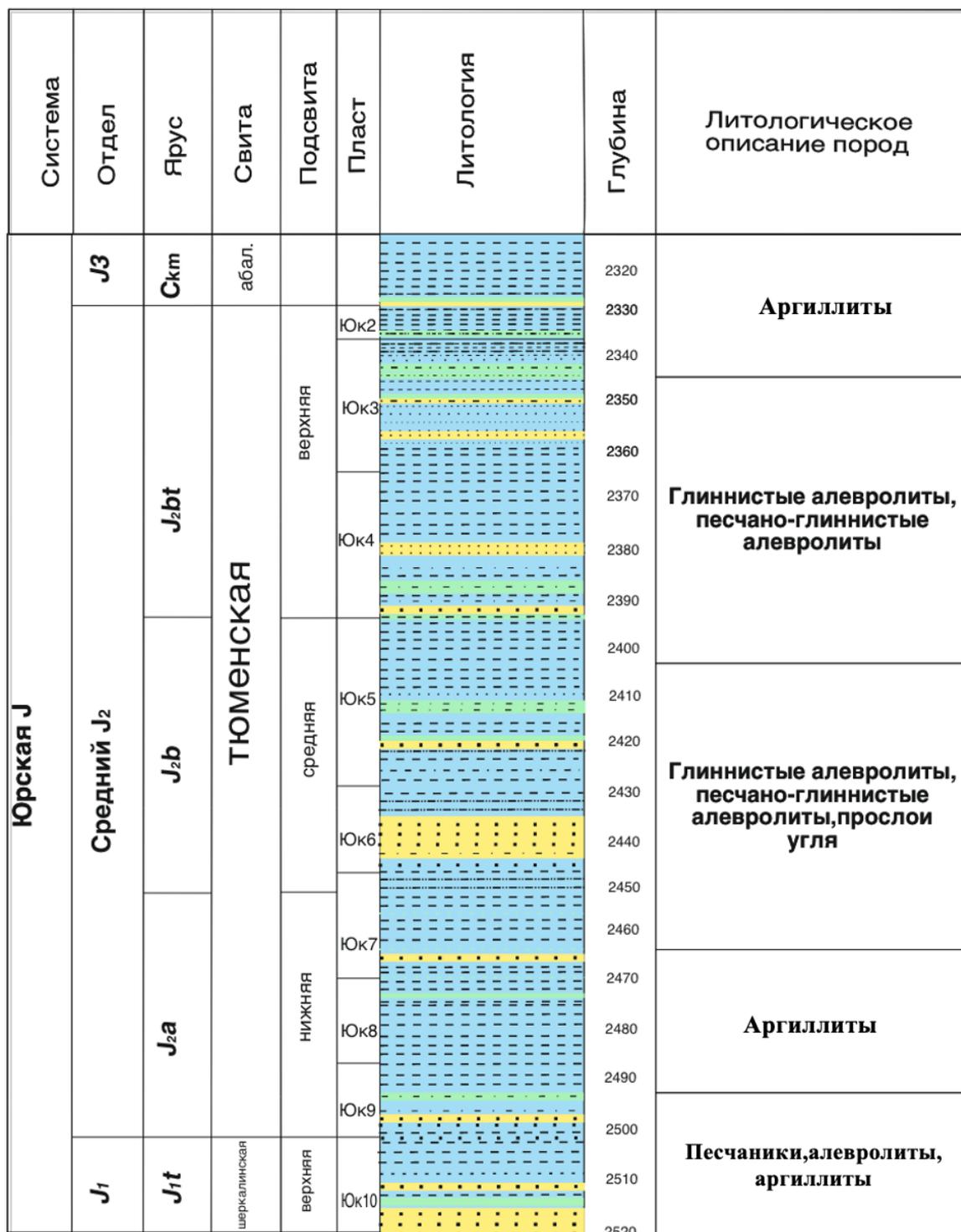


Рис. 1.1.2. Литолого-стратиграфический разрез тюменской свиты зоны сочленения Шаимского и Красноленинского нефтегазоносных районов ²

² Выполнено автором

Пласт Ю2 представлен темно-серыми аргиллитами, с включением пирита и глауконита. Пласты Ю3-Ю4 представлены переслаиванием глинисто-алевролитовых пород, с прослойками остатков корней растений. Пласты Ю5-6 представлены переслаиванием глинисто-алевролитовых пачек с песчано-алевролитовыми породами, так же встречаются прослойки углей. Пласты Ю7-8 представлены переслаиванием песчано-алевролитовых пластов и пачек алевролитоглинистых пород. Пласт Ю10 сложен песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов [23].

В основании осадочного чехла на большей части Шаимского нефтегазоносного района залегают отложения среднеюрского отдела, которые представлены в основном песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Кроме этого, реже встречаются прослойки углей, сидеритов, конгломератов и гравелитов. В связи с этим продуктивные отложения характеризуются существенной изменчивостью литолого-петрофизических свойств продуктивных отложений. В составе свиты выделяются 4 продуктивных пласта Ю3-Ю5, которые на ряде месторождений классифицируются Т1-Т2. Возможно присутствие нижнеюрского отдела в восточной части исследуемой территории [25,32].

Отложения тюменской свиты перекрываются глубоководно-морскими аргиллитами нижневасюганской подсвиты, которые на ряде месторождений в северной части Шаимского нефтегазоносного района именуется нижнеданиловской подсвитой. Она выполняет роль региональной покрывки для отложений тюменской свиты.

Выше залегают отложения абалакской (аналог васюганской) свиты, которые представлены глинистыми и песчано-алевролитовыми отложениями. В их составе выделяются продуктивные пласты П1 и П2, а также их стратиграфического аналога – Ю1. Накопление данных отложений осуществлялось в прибрежно-морской и мелководно-шельфовой обстановках. В западном направлении прослеживается тенденция увеличения доли

распространения прибрежно-морских условий аккумуляции рассматриваемых отложений.

Перекрывается данная толща отложениями тутлеймской свиты, которая является стратиграфическим аналогом баженовской свиты и верхнеданиловской толщи. Отложения представлены аргиллитами с тонкорассеянным алевритистым материалом, с включениями остатков рыбьего детрита, пелеципод, иногда - аммонитов. В верх по разрезу отмечается увеличение содержания битуминозных глинистых разностей.

Меловая система представлена верхним и нижним отделами. В составе нижнемелового отдела выделяются (снизу вверх) харасоимская, улансынская, леушинская, кошайская, викуловская и ханты-мансийская свиты. Вблизи подошвы харасоимской свиты фиксируется отражающий горизонт Б. Отложения представлены преимущественно глинистыми разностями.

Улансынская свита представлена преимущественно морскими неравномерно алевритистыми аргиллитами. Иногда встречаются слои мергелей.

Леушинская свита состоит из 2 частей. В нижней части разреза преобладают аргиллиты, а также реже встречаются слои с полимиктовых песчаников, алевролитов и известняков. В верхней части разреза фиксируется переслаивание песчано-алевролитовых слоёв с известковистыми аргиллитами [23].

Кошайская свита согласно перекрывает леушинскую. В её составе доминируют глины, иногда встречаются слои песчаников, алевролитов, и, реже, известняков. Иногда встречается углистый детрит.

Виколовская свита представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Иногда фиксируются слои глинистых известняков. Встречается углистый детрит.

Завершает разрез нижнемелового отдела ханты-мансийская свита. В её нижней части доминируют глубоководно-морские слабо алевритовые глины

Верхняя подсвита преимущественно представлена прибрежно-морскими алевролитами и глинами. Иногда встречаются слои песчаников.

Верхнемеловой отдел представлен отложениями уватской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Уватская свита согласно перекрывает ханты-мансийскую. Её состав преимущественно представлен песками, алевролитами и глинами. Часто наблюдаются обугленный детрит.

Кузнецовская свита представлена алевритистыми глинами с редкими слоями глауконитовых песчанико-алевролитовых отложений. Часто фиксируются раковинами пелеципод, остатками рыб, аммонитов, растительного детрита.

Березовская свита представлена в нижней части глинистыми опоками, которые переслаиваются с алевролитами и опокovidными глинами.

В верхней части разреза березовской свиты отмечается уменьшение количество алевролитовых слоёв. она представлена преимущественно опокovidными глинами. Встречаются обломки пелеципод, радиолярий и фораминифер.

Завершает разрез меловой системы отложениями ганькинской свиты. Она преимущественно представлена опокovidными алевритистыми глинами с прослоями алевролитов и мергелей.

Кайнозойская эратема представлены континентальными, прибрежно-морскими и морскими отложениями палеогеновой и четвертичных систем.

Палеогеновая система представляет собой осадки морского генезиса. Исключение составляют отложения олигоцена. Палеоценовый отдел в Шаимском нефтегазоносном районе выделены в талицкую свиту, эоцена - в люлинворскую свиту. Верхняя часть эоценового отдела и олигоцен объединены в чеганскую свиту.

Талицкая свита представлена глинами. Встречаются линзы кварцевого песка. Фиксируются включения пирита, глауконита,

Люлинворская свита эоценового отдела представлена глинисто-кремнистыми породами, среди которых присутствуют глинистые слабо алевритистые опоки.

Чеганская свита преимущественно представлена глинами, песками, супесями, суглинками с прослоями алевролитов.

Неогеновая система преимущественно представлена континентальными глинами и песчано-алевритистыми отложениями.

1.3 ТЕКТОНИКА ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

В тектоническом отношении Шаимский нефтегазоносный район относится к зоне Шаимско-Кузнецовской формации, расположенной в полосе, вблизи зоны сочленения Внешнего пояса плиты и Мансийской гемисинеклизы Центральной мегатеррассы и структур I порядка: Шаимского мегавала [34].

Разрез осадочного чехла Западно-Сибирской плиты представлен мезокайнозойским комплексом отложений, залегающим на территории, которая располагается на разновозрастном гетерогенном фундаменте. Общая толщина осадочного чехла варьируется до 3,5 км (в центральных частях плиты) и 1,5–2,5 км (в западных). Она увеличивается к северу в пределах 6–9 км.

В Шаимском нефтегазоносном районе на основании геолого-геофизических исследований было определено залегание фундамента на глубине в пределах 1,6–2,4 км. Осадочный чехол представлен нижнепалеозойским комплексом, который перекрывает разновозрастные породы от гранитоидов до серпентинитов, а также терригенно-карбонатные отложения, характерные для Уральского складчатого пояса [28]. Нижняя часть разреза осадочного чехла представлена двумя структурными комплексами: нижним и верхним. Верхний комплекс представлен осадочным чехлом от юрской до четвертичной системы включительно. Нижний структурный этаж доюрского комплекса представлен палеозойскими породами и корой выветривания.

В зонах, в которых имеются и интрузивные породы, и верхнепалеозойские образования, имеющие кору выветривания, наблюдается изменения мощности в обширных пределах.

В целом палеозойские породы достаточно сильно метаморфизованны. Совокупность пород формируют складки [32]. Необходимо отметить, что обширное распределение по площади имеет кора выветривания пород фундамента рассматриваемой плиты. Она представляет собой порово-трещинные коллекторы, при изучении которых на ряде месторождений получены достаточно большие притоки нефти, что в свою очередь демонстрирует хорошие емкостно-фильтрационные свойства данных пород (Тальниковое, Мортымья-Тетеревское, Убинское, Мулымьинское, Толумское, СевероДаниловское).

Отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, охарактеризованы стратиграфическим и угловым несогласиями, перекрывают образования коры выветривание и складчатого фундамента [59]. В составе тюменской свиты отмечено присутствие глинисто-алевролитовых, песчаных горных пород, а также наличие большого количества углефицированных растительных остатков и прослоек бурого угля. В то же время, отмечается практически полное отсутствие битуминозных аргиллитов в верхней юре и наличие в ней лишь незначительного количества угольных остатков [23, 28].

Как было изложено ранее, рассматриваемая территория подразделяется на три структурных этажа: нижний этаж, представленный комплексами, которые относятся к Уральскому складчатому поясу; средний этаж, которому соответствует образование опущенных участков земной коры в составе которых присутствуют вулканогенные породы; и верхний этаж, представляющий собой осадочный чехол.

Доюрский комплекс в данном районе представлены двумя региональными структурами: триасовый Даниловский грабен, протяженность которого фиксируется вдоль меридиана по всему региону не менее 330 км при ширине от 45 до 90 км.; Шаимско-Кузнецовский мегантиклинорий,

простирающийся так же по площади всего района в таком же направлении при ширине от 30 до 45 км.

При картировании Шаимского района обнаружена система крупных сдвигов, отмеченная в западно-северном направлении, простираение которой имеет амплитуду 6–16 км. Сдвиги делят фундамент на ряд блоков, протяженность около 40–50 км, причем каждый более северный блок сдвинут на восток (и нередко опущен) относительно более южного. По-видимому, эта система сдвигов была образована в начале триасового периода (а отчасти и позднее) в результате субширотного растяжения региона и опускания его северных частей, которое, как известно, сформировало сначала систему триасовых грабенов Западной Сибири, а затем и весь Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн [11].

Структура Шаимского нефтегазоносного района состоит из брахиантиклинальной складки, которая имеет неопределенную комбинацию. Усугубляет ее строение наличие двух куполов — Мулымьинской и Трехозерный купол. По кровле фундамента структура оконтурена изогипсой — 1500 м. Площадь простираения структуры в пределах данной изогипсы около 200 км². Промышленная нефтеносность связана с мезозойскими отложениями, а именно песчаниками, которые лежат в основе данных и отложений [23]. На породах палеозойской эратемы и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи и в наиболее приподнятых участках - глины верхней юры. Выше вскрыты отложения мела, палеогена и четвертичные осадки.

Для месторождений данного нефтегазоносного района до сих пор имеет актуальность вопрос об изучении и уточнении геологического строения. Непосредственно это связано с наличием тектонических разломов, особенно для тех месторождений, которые имеют достаточно развитую систему разработки [26,27]. Наряду с вышеизложенным одним из важных вопросов является вопрос о наличии малоамплитудных разломов, у которых амплитуда смещения на грани разрешения временной сейсмической секции [41].

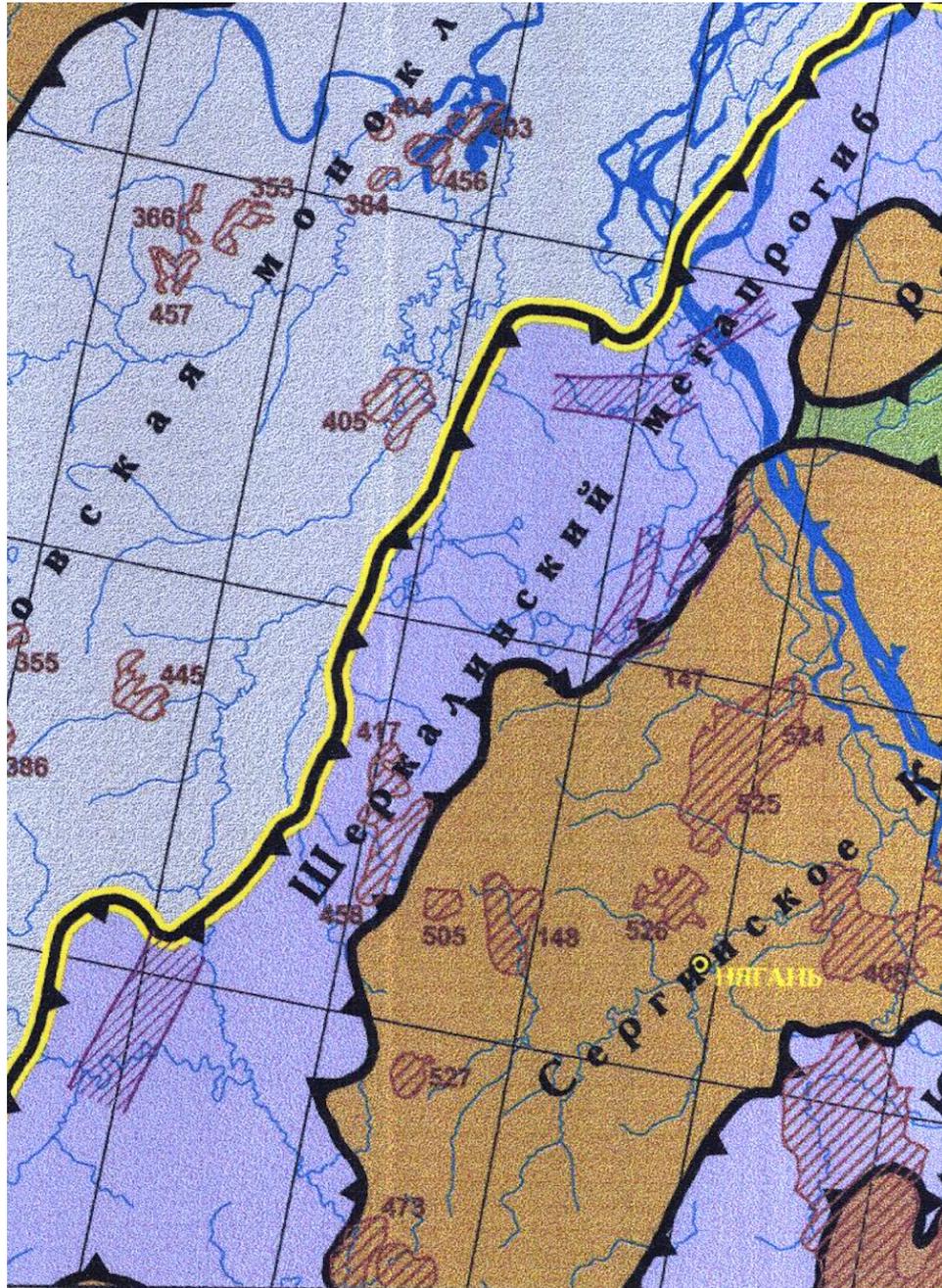


Рис. 1.1.3 Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты.³

1.4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО РАЙОНА

Сложное геологическое строение объектов оказывает непосредственное влияние на объемы добычи нефти из месторождений, где уже осуществлено бурение [24, 25, 39].

³ Под редакцией В.И Шпильмана, Н.И Знамовского, Л. Л. Подсосовой Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты [63]

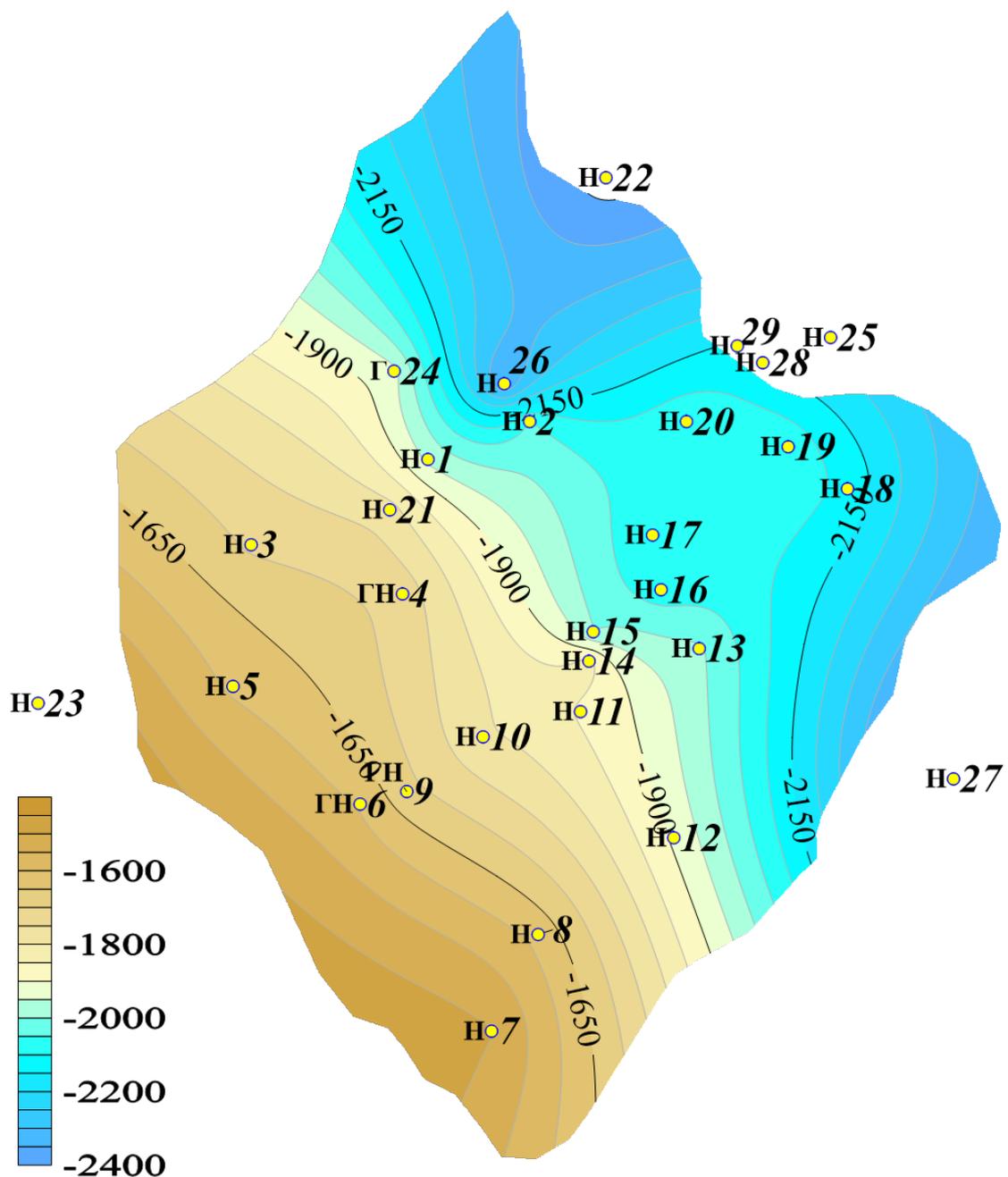
Промышленная нефтегазоносность продуктивных отложений на рассматриваемой территории обнаружена в следующих отложениях: отложениях верхней юры (вогулкинская толща и абалакской свиты); среднеюрские отложения (тюменская свита); доюрский комплекс (табл. 1.1, рис. 1.1.4) [23]. В данной работе преимущественно рассматриваются верхнеюрские отложения абалакской свиты и среднеюрские отложения тюменской свиты.

Нефтенасыщенные породы доюрского комплекса представлены сланцами, сложенными в основном кварцем, известково-глинистыми каолиновыми сланцами и метаморфизованными песчаниками. Мощность открытых залежей углеводородов изменяется в пределах 59–64 м. [2].

Было выявлено более 18 локальных участков залегания пород доюрского комплекса, которые насыщены нефтью, вскрытых от 1 до 17 скважинами, в которых получены дебиты нефти до 144 т/сут. [23]. .

При исследовании важнейших технологических показателей, таких как удельные остаточные запасы, текущее пластовое давление, обводненность, наблюдается высокая изменчивость в пределах отдельно рассматриваемых участков. Так же оценку влияния тектонических разломов на выработку промышленных запасов, и систему оценки эффективности системы поддержания пластового давления, можно получить путем анализа и сопоставления различных факторов [4, 39,58].

Для залежей месторождений, которые характеризуются высокой неоднородностью и имеющие низкие значения проницаемости предлагается методическое обоснование, позволяющее провести оперативный мониторинг при будущей разработке пластов.



Типы залежей: Н – нефтяное; ГН – газонефтяное; Г - газовое

●12 - Месторождение

Месторождения:

- 1 - Шушминское; 2 - Сьморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское;
 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское;
 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипшовское; 16 - Урайское;
 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопийское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское;
 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское;
 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 1.1.4. Структурная схема кровли тюменской свиты.⁴

⁴ Выполнено автором

Таблица 1.1.1 Продуктивность отложений ряда месторождений Шаимского нефтегазоносного района.⁵

Месторождение	Викуловская свита	Алымская свита	Черкашинская свита	Фроловская (Усть-Балыкская)	Ачимовская толща	Баженовский горизонт	Васюганская/ абалакская	Тюменская свита	Нижнеюрский отдел	Доюрский комплекс
Иусское										
Котыльинское										
Андреевское										
Даниловское										
Западно-Семивидовское										
Каюмовское										
Лазаревское										
Ловинское										
Лумутинское										
Мансингьянское										
Мортымья-Тетеревское										
Мулымьинское										
Пайтыхское										
Польемское										
Потанайское										
Северо-Даниловское										
Северо-Семивидовское										
Славинское										
Среднекондинское										
Среднемулымьинское										
Сыморьяхское										
Тальниковое										
Толумское										
Трехозерное										
Убинское										
Узбекское										
Урайское										
Филипповское										
Хултурское										
Шушминское										
Экутальское										
Южно-Валовое										

⁵ Выполнено автором

Шаимский нефтегазоносный район является во многих отношениях сравнительно детально исследованным, однако отдельные вопросы геологического строения и нефтегазоносности доюрского основания остаются слабо изученными, один из которых связан с отсутствием научно обоснованной стратегии прогнозирования неструктурных залежей юрской системы и доюрского комплекса [16,24]. Геолого-геофизическая информация, полученная в Шаимском районе в последние десятилетия, новые технологии, достигнутые современной сейсморазведкой, дают возможность максимально приблизиться к решению данного вопроса.

ГЛАВА 2 ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ РАЙОНА РАБОТ

2.1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

Сложности, возникающие при освоении доюрского комплекса связаны с низкой успешностью поисковых работ на нефть и газ в рассматриваемой части разреза. Это вызвано тем, что контуры интересующих залежей нефти и газа определены не только структурным фактором. Вместе с тектоническим фактором огромную роль в формировании границ ловушек играют неоднородности коллекторских свойств пород, залегающих в верхней части доюрского комплекса. Именно значительная изменчивость свойств коллекторов и флюидоупоров в составе рассматриваемой толщи существенно усложняет обнаружение и освоение углеводородного сырья. Анализ данных параметров в настоящее время необходимо рассматривать как первостепенную задачу нефтегазовой геологии [10,42,58].

Вблизи кровли доюрского комплекса, к которой, как правило, приурочены выявленные в настоящее время залежи углеводородов характеризуется очень сложным строением [24]. Во-первых, это во многом определяется гетерогенным типом строения рассматриваемой толщи. В её составе встречаются породы широкого генетического диапазона [34]. Отмечается присутствие эффузивных, интрузивных, метаморфических, вулканогенно-обломочных и осадочных разностей, характеризующихся различной степенью преобразованности [14,44].

Породы, из которых состоит изучаемый комплекс, были подвержены воздействию разных вторичных процессов, в том числе гипергенных. Причём интенсивность вовлечения пород в данные преобразования не оставалась постоянной, а характеризовалась существенной изменчивостью. Встречаются разности, которые были значительно преобразованы, что определило практическую утрату их первоначального строения. Очень часто совокупность рассматриваемых пород в нормативных документах именуется, как «кора выветривания». Следует иметь в виду, что в составе таких толщ

достаточно часто встречаются терригенные породы (брекчии, песчаники и алевролиты), которые можно фиксировать как доказательство разрушения материнских пород и последующего перемещения обломочного материала. В связи с этим, использование общепринятого термина «кора выветривания» к данной толще можно использовать достаточно условно. Также в составе верхней части разреза доюрского комплекса фиксируются породы, которые менее интенсивно подверглись воздействию соответствующих преобразований, которые в дальнейшем будут именоваться слабо изменёнными. Следует отметить, что в ряде нормативных документов их возраст диагностируется в качестве палеозойской эратемы [44].

Скорее всего, основная часть пород верхнего интервала разреза доюрского комплекса первоначально имела очень плохие фильтрационно-ёмкостные свойства, что не позволяло формироваться устойчивым дренажным системам. В первую очередь речь идёт о метаморфических и магматических породах, в которых пустотное пространство, как правило, было образовано в результате развития вторичных процессов на более поздних этапах. Например – трещинообразования и растворение. Во многом благодаря тому, что в течение раннеюрской эпохи до начала формирования «коры выветривания» данный комплекс подвергся интенсивному воздействию ряда гипергенных процессов, которые как способствовали образованию пустотного пространства соответствующих типов, так и разрушению ранее сформированных пород, остатки которых, очевидно, транспортировались и, в последующем аккумуляровались в относительной близости от места расположения разрушаемых тел.

В пределах западной части Ханты-Мансийского автономного округа в составе 30 месторождений открыт ряд залежей углеводородов, которые приурочены к верхней части разреза доюрского комплекса. В основном открыты нефтяные скопления. Исключение составляет газоконденсатное скопление Сысконсыннинского месторождения, также залежь Северо-Даниловского газонефтяного месторождения, которые содержат газ в

свободном состоянии. Наряду с ними отметим Даниловское и Мортимья-Тетеревское газонефтяные месторождения, которые содержат залежи с нефтяной оторочкой [24,44].

Породы-коллекторы доюрского комплекса, к которым приурочены анализируемые залежи углеводородов, представляется целесообразным разделить на несколько групп. К первой следует отнести те, которые приурочены к осадочным породам палеозойской эратемы, характеризующиеся достаточно хорошими фильтрационными свойствами. К данной группе относятся преимущественно карбонатные отложения, на которые интенсивно воздействовали процессы трещинообразования, выщелачивания и перекристаллизации, что определило формирование соответствующих одноимённых эпигенетических пустот [47]. Теоретически можно предположить, что на определённых этапах эволюции данных отложений осуществлялось формирование в них пустот, имеющих на определённых стадиях развития значительные объёмы, что благоприятно повлияло на возможность обрушения пород (одно из следствий процесса карстообразования). В определённой степени данное явление определяло возможность изменений палеорельефа текущих поверхностей осадконакопления в меловую и юрскую эпохи и кайнозойскую эратему. В данном случае необходимо учитывать, что наряду с процессами выщелачивания на карбонатные объекты воздействовали другие эпигенетические изменения, в частности вторичное минералообразование, которое негативно повлияло на фильтрационно-ёмкостные свойства пород [15].

В пределах площади исследований выявлены две нефтяные залежи доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения, нефтепродуктивные породы которых представлены органогенно-обломочными перекристаллизованными карбонатными отложениями. Форменные компоненты данных пород наиболее часто представлены остатками водорослей [13]. Продуктивные отложения рассматриваемого

месторождения имеют относительно маленькие значения пористости (3-4%), но при этом при их опробовании получены большие дебиты (до 300 куб.м/сут), что указывает на возможность широкого распространения трещинного типа пустот, которые принимают участие в образовании общей фильтрующей системы пласта [5]. Отметим, что рассматриваемые нефтяные объекты приурочены к областям с интенсивной тектонической деятельностью преимущественно в течение юрского периода. В частности, формирование системы дизъюнктивных нарушений определило как создание экранов залежей, так и в определённых случаях положительно повлияло на фильтрационно-ёмкостные свойства карбонатных отложений. В зонах сжатия создавались благоприятные условия для интенсивного развития процессов выщелачивания и трещинообразования [13]. Остальные породы палеозойской эратемы представлены преимущественно магматическими и метаморфическими разностями.

Перекристаллизация, как правило, сопровождается проявлением процессов вторичного минералообразования, которые отрицательно влияют на структуру и объёма пустот, формирование которых началось на стадии седиментогенеза. При этом отмечается существенное улучшение коллекторских свойств карбонатных отложений, которые испытывали устойчивое погружение. Это характерно для пород, залегающих на глубине более 4.5 км. В ходе осуществления процессов перекристаллизации происходит ликвидация более мелких кристаллов и рост на их месте более крупных. Увеличение давления и температуры, при которых протекают рассматриваемые преобразования, создаёт благоприятную обстановку для существования кристаллов с более ровными гранями. Обусловлено это тем, что приближение формы кристаллов к оптимальной, определённой их кристаллической решёткой, часто сопровождается снижением поверхностной и, следовательно, собственно свободной энергии [46].

Микроскопические наблюдения показывают, что кристаллические решётки ориентированы в породе хаотично, поэтому появляется возможность

существования контактов между карбонатными кристаллами через вершины и ребра. В результате формируется пространство, заполнение которого твёрдой фазой энергетически не выгодно. Образуются межкристаллические поры. Ужесточение термобарического режима способствует развитию процессов перекристаллизации, определяет и более широкое распространение кристаллов больших размеров, и улучшение ёмкостных свойств данных пустот. Карбонатный материал, не использованный растущими кристаллами, частично осаждается в порах и кавернах, развитие которых началось на стадии осадкообразования. Размыв вышележащей толщи будет сопровождаться уменьшением температуры и горного давления, определив тем ликвидацию энергетических ограничений, препятствующих усложнению формы кристаллов, что негативно скажется на возможность существования межкристаллических пор. Другая зона оптимального существования карбонатных коллекторов располагается на глубине более 4.5 км [13].

Обе эти зоны представляют повышенный интерес при проведении региональных и поисковых работ на углеводороды. Остановимся на причинах их формирования. В соответствии с общепринятой гипотезой улучшение коллекторских свойств карбонатных пород за счёт растворения карбонатных минералов происходит благодаря созданию кислотной среды в пластовых водах. Однако нейтрализация раствора, определяющего растворение рассматриваемых отложений, должна произойти максимум в течение первых часов после его попадания в породу, а скорость перемещения флюида в пласте очень маленькая. Она редко превышает нескольких сантиметров в год. В данной ситуации выщелачивание должна происходить практически мгновенно после проникновения данных растворов в пустотное пространство [46]. Аналогичный эффект получается при увеличении растворимости карбонатных солей в результате соответствующих изменений термобарических условий. Как показывают расчёты максимальное увеличение размеров пор достигает только на 0.2%.

Заслуживает внимания другой механизм развития процессов выщелачивания. В качестве одного из основных факторов развития данного процесса следует рассмотреть локальное изменение горного давления, которое определяет характер перераспределения карбонатного материала и, как следствие, пустотного объёма внутри рассматриваемых толщ. В случае аномального увеличения горного давления в определённой части пласта следует ожидать начало процессов уплотнения карбонатных отложений [47]. Однако вода, которая заполняет пустоты, препятствует данным преобразованиям из-за её плохой сжимаемости. Интенсивное уменьшения объёмов пустот произойдёт только после удаления из них определённой части воды. При превышении критических значений градиента давления и наличии хорошей гидродинамической связи с дренирующими путями перемещение флюидов произойдёт в результате фильтрации [29,31,47]. Однако вероятность широкого распространения такой ситуации в природных условиях крайне незначительная. В большинстве случаев градиент давления в системе пустот не превысит пороговое значение, что существенно изменит механизм удаления воды из сжимаемых пород. Перемещение данного флюида будет контролироваться законом, который, существенно отличается от закона Дарси [48]. При этом скорость перемещения воды в пустотах будет осуществляться значительно медленнее, чем при фильтрации.

Получается, что в карбонатном пласте возникают условия для существования различий пластового давления в системах пустот, залегающих в соседних участках пласта. Так как давление способствует увеличению растворимости карбонатных солей, что определяет нахождению в непосредственной близости друг от друга растворов с различной концентрацией. Благодаря диффузионным процессам такое положение определит миграцию карбонатного материала внутри пласта. После попадания данных растворов в область господства пониженных давлений произойдёт кристаллизация карбонатных минералов. В результате в участках пласта с локальным увеличением горного давления будут осуществляться процессы

выщелачивания, что сопровождается последовательным улучшением коллекторских свойств исследуемых отложений. Отметим, что именно тектонический фактор часто определяет развитие данных эпигенетических преобразований, влияющих на коллекторские свойства пород [35].

При экспресс-оценке характера распространения трещинного типа пустот рассчитывался показатель «параметр трещиноватости», который для каждого слоя определяется по формуле 1.

$$P_{Fr} = \frac{K_p^s - K_p^n}{K_p^n} \quad (2.1.1)$$

где P_{Fr} - параметр трещиноватости, у. ед.;

K_p^n - пористость, определённая нейтронными методами, д. ед.;

K_p^s - пористость, определённая акустическими методами, д. ед.

Рост значений параметра трещиноватости сопровождается увеличением содержания трещинного типа пустот. Уменьшение данного показателя, наоборот, соответствует сокращению данного типа пустот в исследуемых отложениях.

На рисунке 2.1.1 приведены результаты исследований петрофизических свойств карбонатных отложений фаменского яруса Дюсушевского месторождения.

Вторая группа продуктивных пород доюрского комплекса характерна для пластов, которые представлены эффузивными и метаморфическими породами преимущественно палеозойской эратемы. При этом они сравнительно хорошо сохранили своё первоначальное строение и состав. Данные породы подверглись интенсивному воздействию процессов трещинообразования, при этом существенные изменения минерального состава и растворение неустойчивых элементов не происходили. Формирование трещинного типа пустот могло осуществляться благодаря как температурному, так и тектоническому факторам. В первом случае данный процесс осуществлялся или благодаря остыванию тел (в первую очередь это

относится к магматическим интрузивным телам), или в результате сезонных и суточных температурных колебаний.

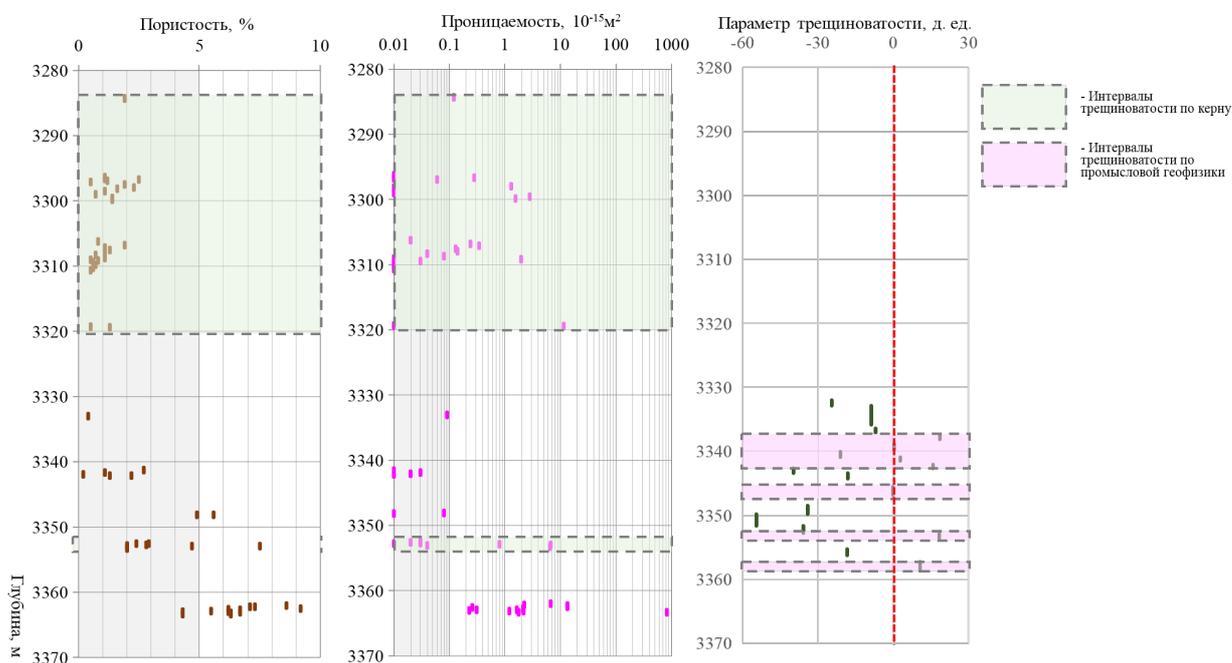


Рис.2.1.1. Пример оценки особенностей изменений петрофизических свойств карбонатных отложений⁶

Также трещинный тип пустот мог сформироваться вблизи периодически активизирующихся дизъюнктивных нарушений [5]. Таким образом, существует достаточно большой интервал времени образования трещин в рассматриваемых породах: палеозойской эратемы, когда остывали магматические тела; а также в ходе развития гипергенных процессов до начала накопления осадков в течение юрского периода; также возможно было их формирование в мезозойскую и кайнозойскую эратему в результате активизации тектонических движений.

В третью группу включаются породы, в составе пустотного пространства которых наряду с трещинным типом пустот достаточно широко распространены поры и каверны. Образование последних происходило главным образом благодаря развитию гипергенных и, возможно,

⁶ Выполнено автором

катагенетических преобразований физико-химического и химического типов. В частности, происходило растворение определённых минералов с последующим их удалением из системы, что положительно влияло на фильтрационно-ёмкостные свойства рассматриваемых объектов. При создании обстановки, позитивной для формирования коллекторов, по всей видимости, в наиболее благоприятных условиях находились интрузивные магматические породы, в составе которых широко распространены крупные кристаллы. Эффузивные магматические породы состоят преимущественно из мелких кристаллических минеральных образований, что негативно повлияло на возможность образования крупных пор и каверн, которые должны определять хорошие фильтрационные свойства продуктивной толщи. В наихудшем положении в данном случае, очевидно, оказались глинистые сланцы, для которых маловероятно образование крупных пор и каверн благодаря развитию рассмотренных процессов. Кроме этого, нельзя исключать возможность интенсивного формирования трещин в составе данных пород доюрского комплекса, которые способствовали улучшению проницаемости.

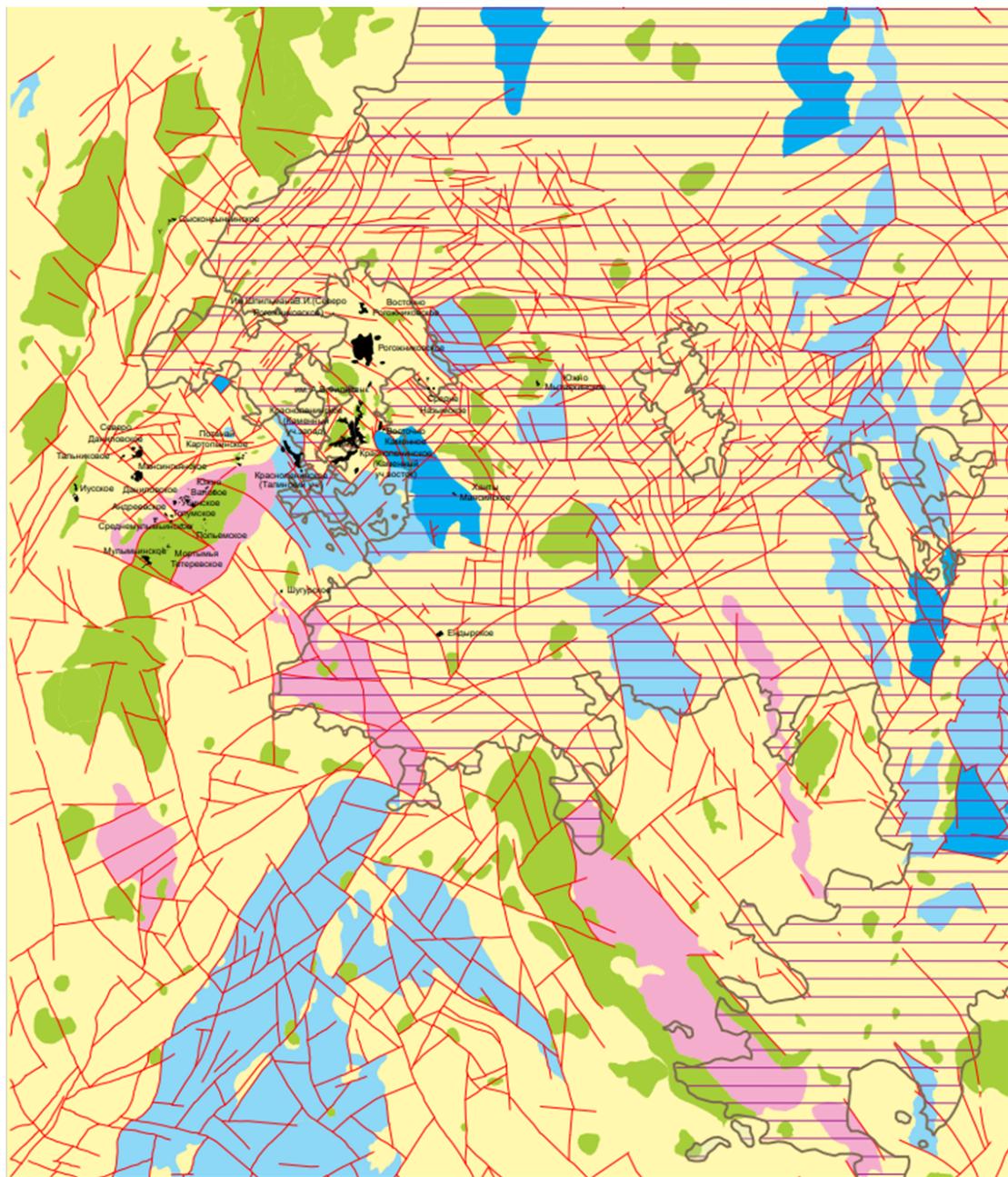
Наименьшие значения пористости характерны для относительно слабо изменённых пород палеозойской эратемы. В составе данной выборки преобладают плотные породы (средняя пористость значительно меньше 5%), на их долю приходится более половины анализируемой коллекции. Отсутствие благоприятных условий для формирования пор и каверн в рассматриваемых породах во многом способствовало преобладанию трещинного типа пустот. Это положение необходимо принимать во внимание при поиске нефтяных и газовых залежей в средней части доюрского комплекса, залегающих значительно ниже опорного горизонта А. Существует вероятность, что будут обнаружены коллекторы трещинного типа, при вскрытии которых требуется учитывать возможность их кольматации на большую глубину, которую достаточно сложно преодолеть перфорацией.

Породы так называемой коры выветривания развивались в более благоприятных условиях для образования пор и каверн. Обусловлено это главным образом влиянием гипергенных процессов на породы, залегающие в верхней части доюрского комплекса. В результате могли возникать условия для развития химических и биохимических процессов, вызывающих изменение минерального состава пород, а также растворение и удаление из системы неустойчивых компонентов. Это, в свою очередь, позитивно повлияло на улучшение коллекторских свойств пород доюрского комплекса.

Данные положения были использованы при построении принципиальной схемы распространения зон, благоприятных для формирования вторичными процессами коллекторов в палеозойских породах (рис. 2.1.2).

При оценке вероятности воздействия гипергенных процессов необходимо также принимать во внимание время, в течение которого породы доюрского комплекса подвергались воздействию атмосферных факторов. Чем дольше не начиналось аккумулироваться отложения нижнеюрского отдела, тем выше вероятность интенсивного развития гипергенных процессов.

В ходе выявления и освоения перспективных объектов доюрского комплекса необходимо уделять внимание качеству выявления и прослеживания дизъюнктивных нарушений. Возможно возникновение трещинного типа коллекторов, при разбурировании которых нельзя допускать кольматацию пород на большую глубину [5].



Условные обозначения:

<i>Благоприятные зоны формирования пор и каверн преимущественно в ходе гипергенеза</i>		<i>Зоны перспектив формирования пор и каверн в результате выщелачивания карбонатных пород</i>	
	Высокая вероятность формирования пор и каверн		Высокая вероятность формирования пор и каверн
	Средняя вероятность формирования пор и каверн		Средняя вероятность формирования пор и каверн
	Низкая вероятность формирования пор и каверн		Зона накопления надоярских отложений
			Дизъюнктивные нарушения доюрского комплекса

Рис.2.1.2 Принципиальная схема распространения зон, благоприятных для формирования вторичными процессами коллекторов в палеозойских породах.⁷

⁷ Выполнено автором

2.2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

В пределах исследуемого района в составе юрского нефтегазоносного комплекса выделяются отложения верхнего и среднего отделов. В составе разреза среднеюрского отдела особый интерес представляет тюменская, верхнеюрского – абалакская (васюганская) свиты [11].

Промышленная продуктивность Шаимского нефтегазоносного региона связана с терригенными отложениями тюменской свиты ряда месторождений (пласты Ю2 -6). Наибольшая часть запасов нефти приходится на пласты Ю2.

Шаимская нефть характеризуется сравнительно невысокими значениями плотности 0,819–0,843 г/куб. см., низким содержанием серы — 0,29–0,47, значительным содержанием асфальто-смолистых веществ (смола силикагелевых 6,3 %, асфальтенов 0,8 %). Содержание парафина составляет 2,43–3,9 % при температуре плавления 55°C. Выход легких фракций после перегонки нефти — 50 % [55].

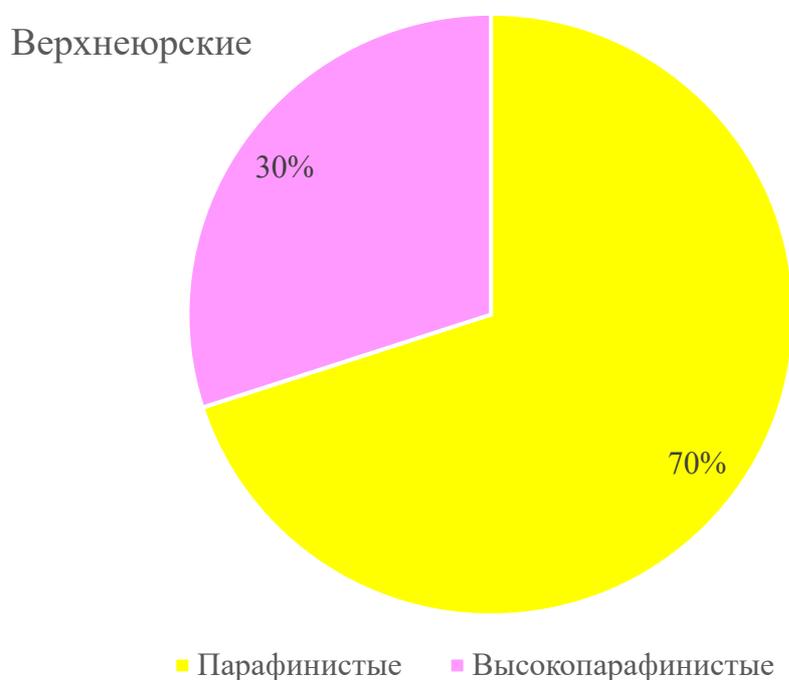


Рис. 2.2.1 Содержание парафинов в нефти верхнеюрских отложений. ⁸

⁸ Выполнено автором

Содержания парафина в верхнеюрских нефтях соотносится как 30 %-высокопарафинистые и 70% - парафинистые.

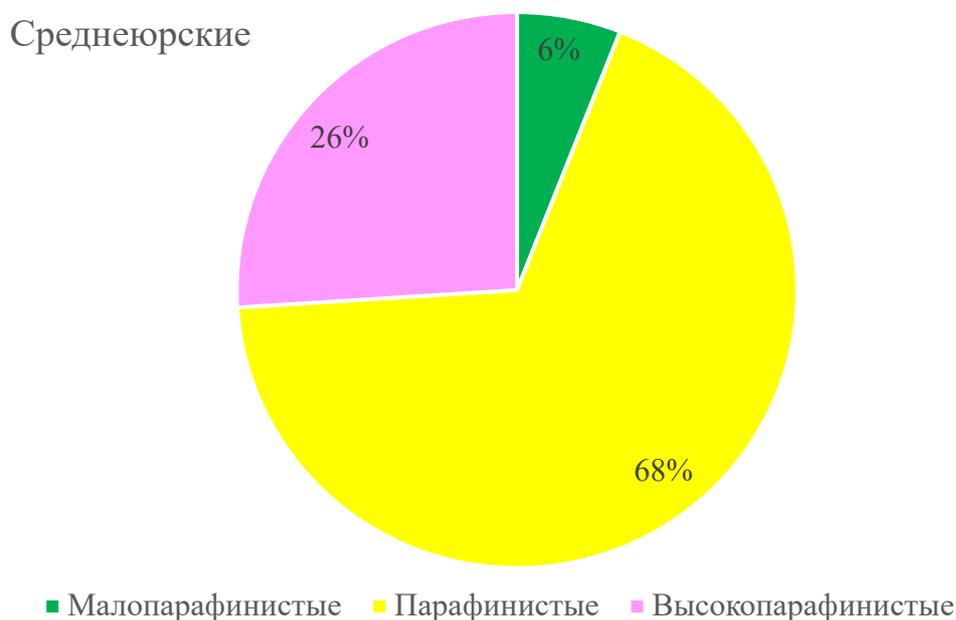


Рис. 2.2.2 Содержание парафинов в нефти среднеюрских отложений.⁹

Содержания парафина в среднеюрских нефтях соотносится как 26 % - высокопарафинистые и 68% - парафинистые и 7% - малопарафинистые.

Остановимся на особенностях изменений свойств нефти залежей, приуроченных к среднеюрским отложениям Шаимского нефтегазоносного района. Так или иначе они отражают процессы, которые контролировали характер заполнения продуктивных отложений и, следовательно, формирование залежей углеводородов [55]. Представлены результаты исследований изменений свойств нефти для отложений абалакской и тюменской свиты (рис. 2.2.3 – 2.2.14).

Исследованы свойства углеводородов залежей 41 месторождения Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий (рис.2.2.3 – 2.2.14). Присматривается интересная закономерность изменений свойств

⁹ Выполнено автором

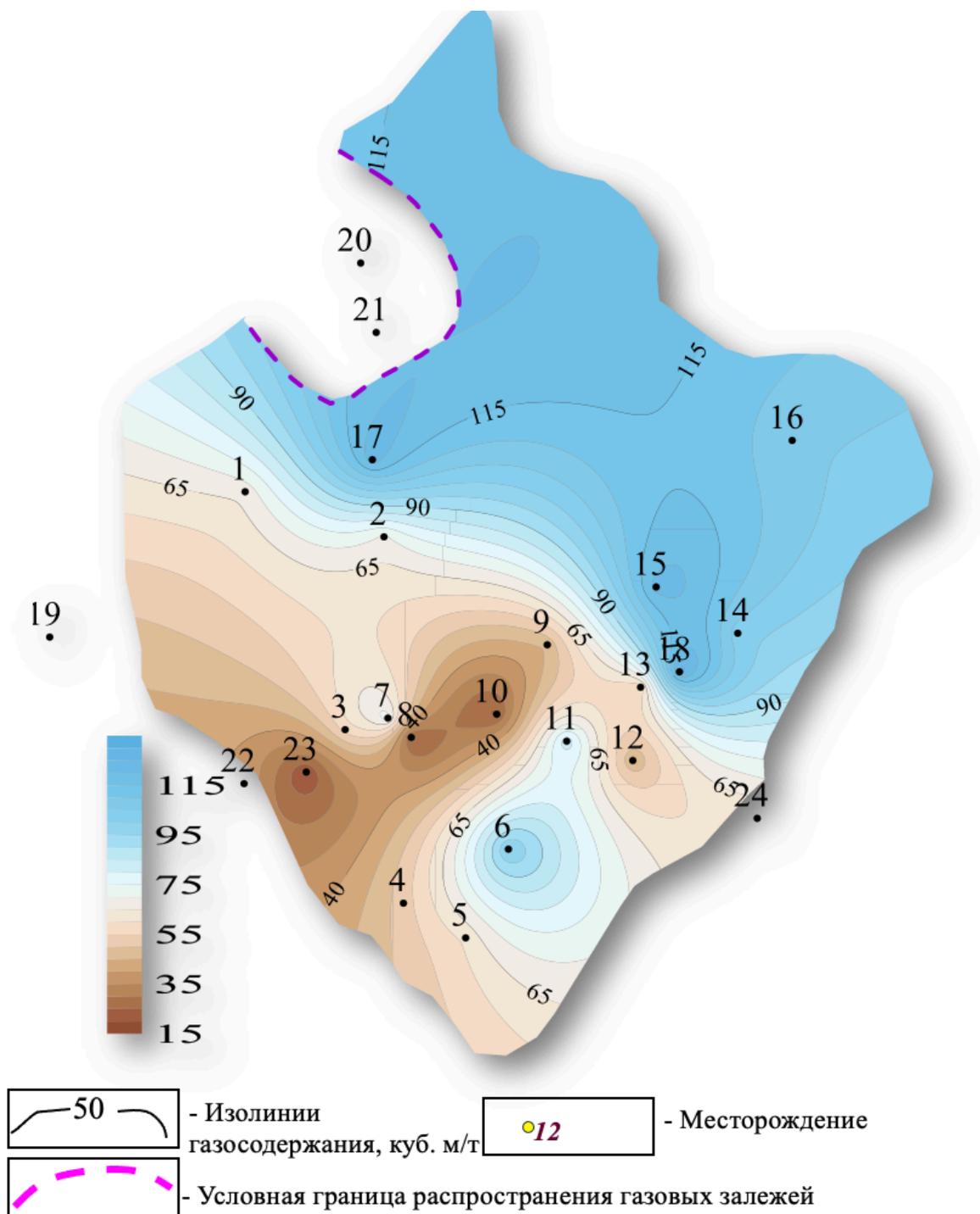
углеводородов, которая в целом соответствует тенденции дифференциального улавливания [38].

Севернее Шаимского нефтегазоносного района фиксируются газовые залежи, которые приурочены к отложениям среднего и верхнего отделов юрской системы. Так в северо-западной части исследуемой территории присутствуют Верхнекондинская и Супринская газовые залежи.

Южнее наблюдаются газонефтяные залежи (Даниловское, Северо-Даниловское и Тальниковское. Исследованы свойства углеводородов залежей 41 месторождения.

Рассмотрены результаты исследований характера изменений содержаний растворённого газа в нефти (рис.2.2.9). В нефти Южнее Супринского газового месторождения зафиксированы высокие значения газосодержания, которые уменьшаются по направлению к южной границе. По направлению к северной границе прослеживается тенденция увеличения газосодержания. Теория дифференциального улавливания косвенно указывает на преимущественную транспортировку в южном и западном направлениях [38].

Еще одна зона, характеризующаяся аномальным увеличением газосодержания, расположена в северо-восточной части Шаимского района, в районе Пайтыхского нефтяного месторождения (рис. 2.2.3, рис. 2.2.9). Параметры данного показателя уменьшаются в юго-западном направлении, достигая минимальных значений в центральной части исследуемой площади. Обнаруженная изменчивость этого параметра в целом соответствует принципам дифференциального улавливания. В связи с этим можно предположить, что потоки углеводородов последовательно перемещались с прилегающих северо-восточных и северо-западных территорий. Это положение свидетельствует о возможности существования различных источников углеводородов, которые могли заполнять залежи углеводородов, связанных с терригенными отложениями тюменской свиты в Шаимском нефтегазоносном районе

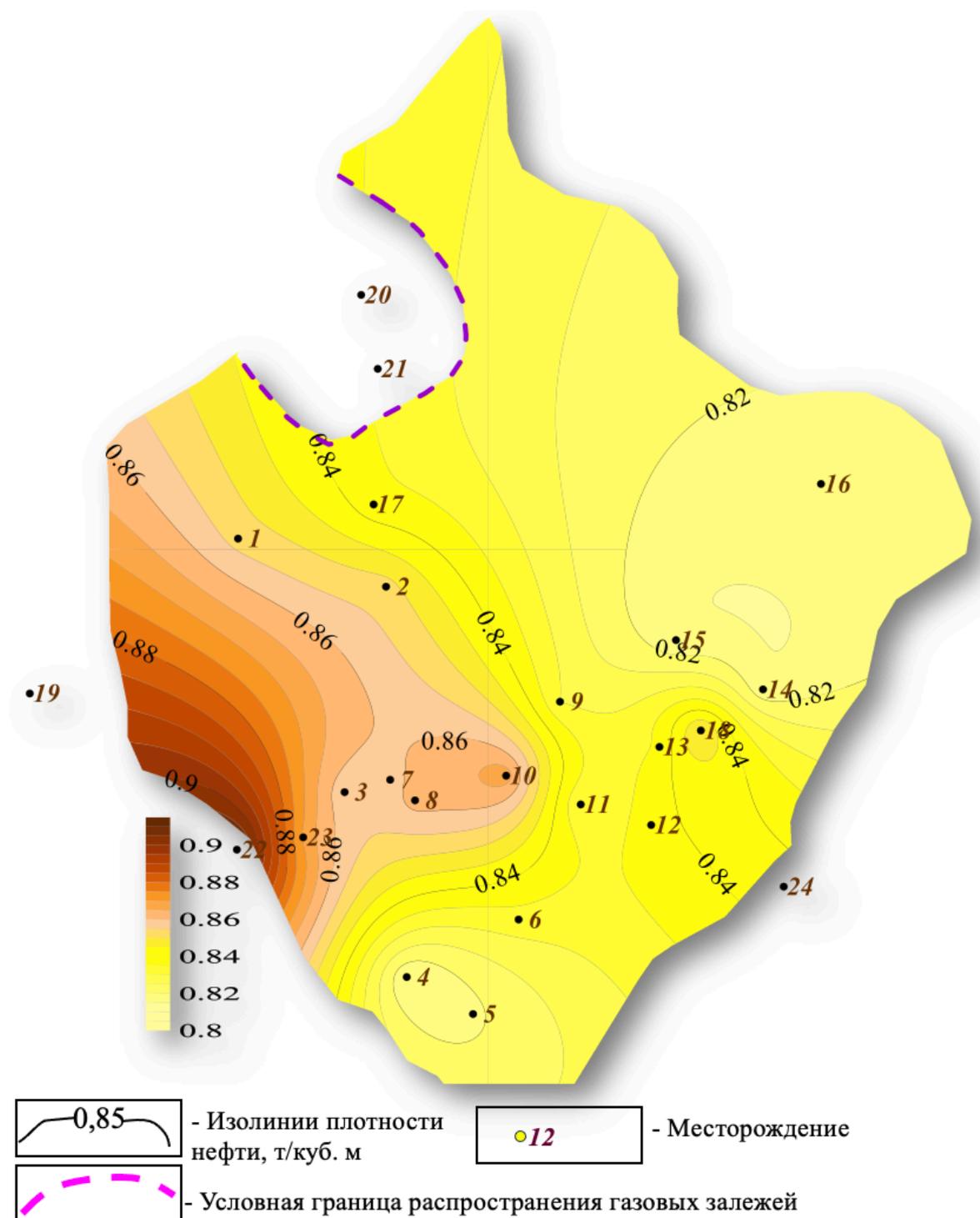


Месторождения:

1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мулымьинское; 5 - Трехозерное; 6 - Мортымья-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемулымьинское; 11 - Польемское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экутальское; 24 - Восточно-Толумское;

Рис. 2.2.3 Схема распределения средних значений газосодержания в нефти абалакской свиты¹⁰

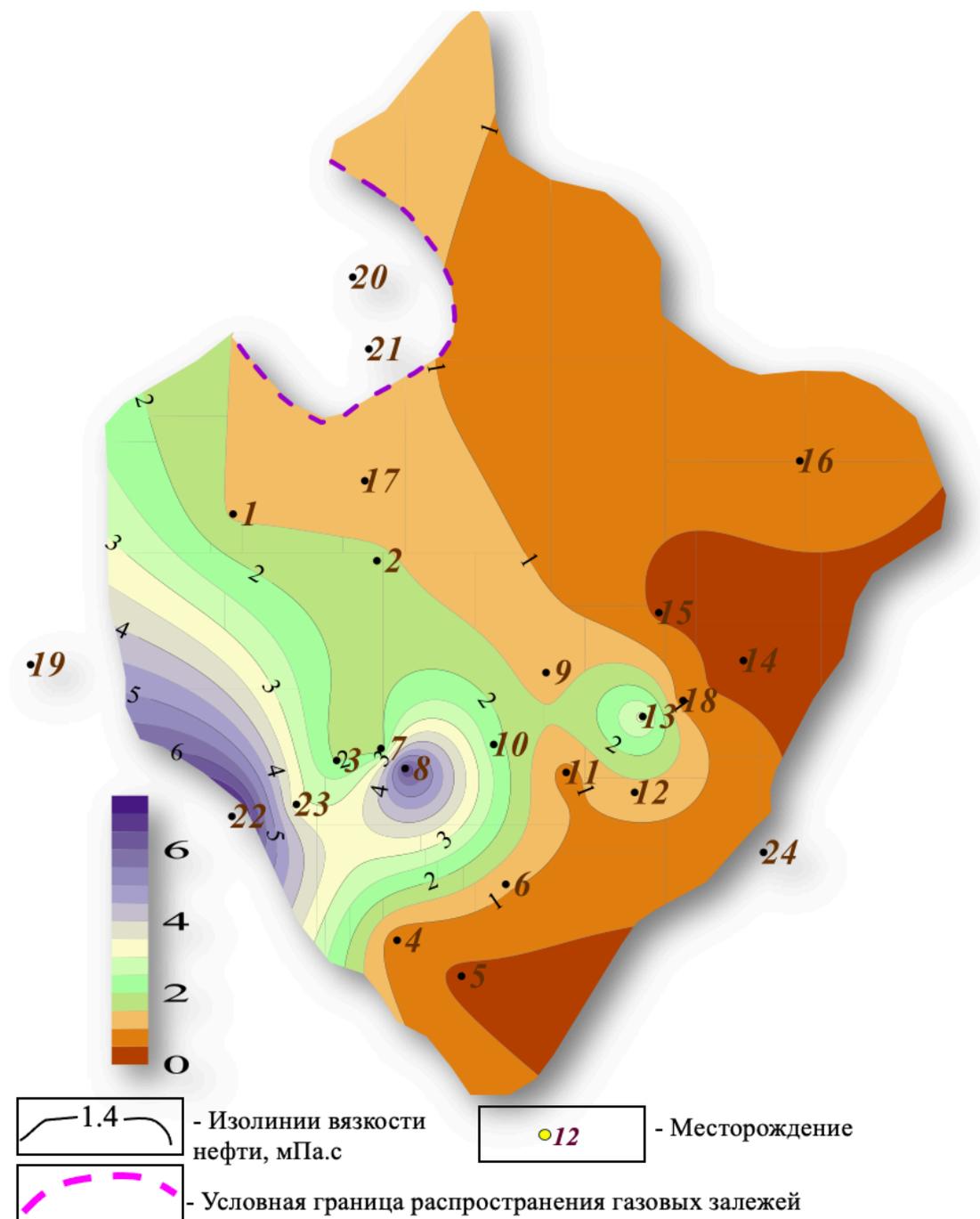
¹⁰ Выполнено автором



1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мулымьинское; 5 - Трехозерное; 6 - Мортымья-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемулымьинское; 11 - Польемское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопийское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экутальское; 24 - Восточно-Толумское;

Рис. 2.2.4 Схема распределения средних значений плотности нефти абалакской свиты¹¹

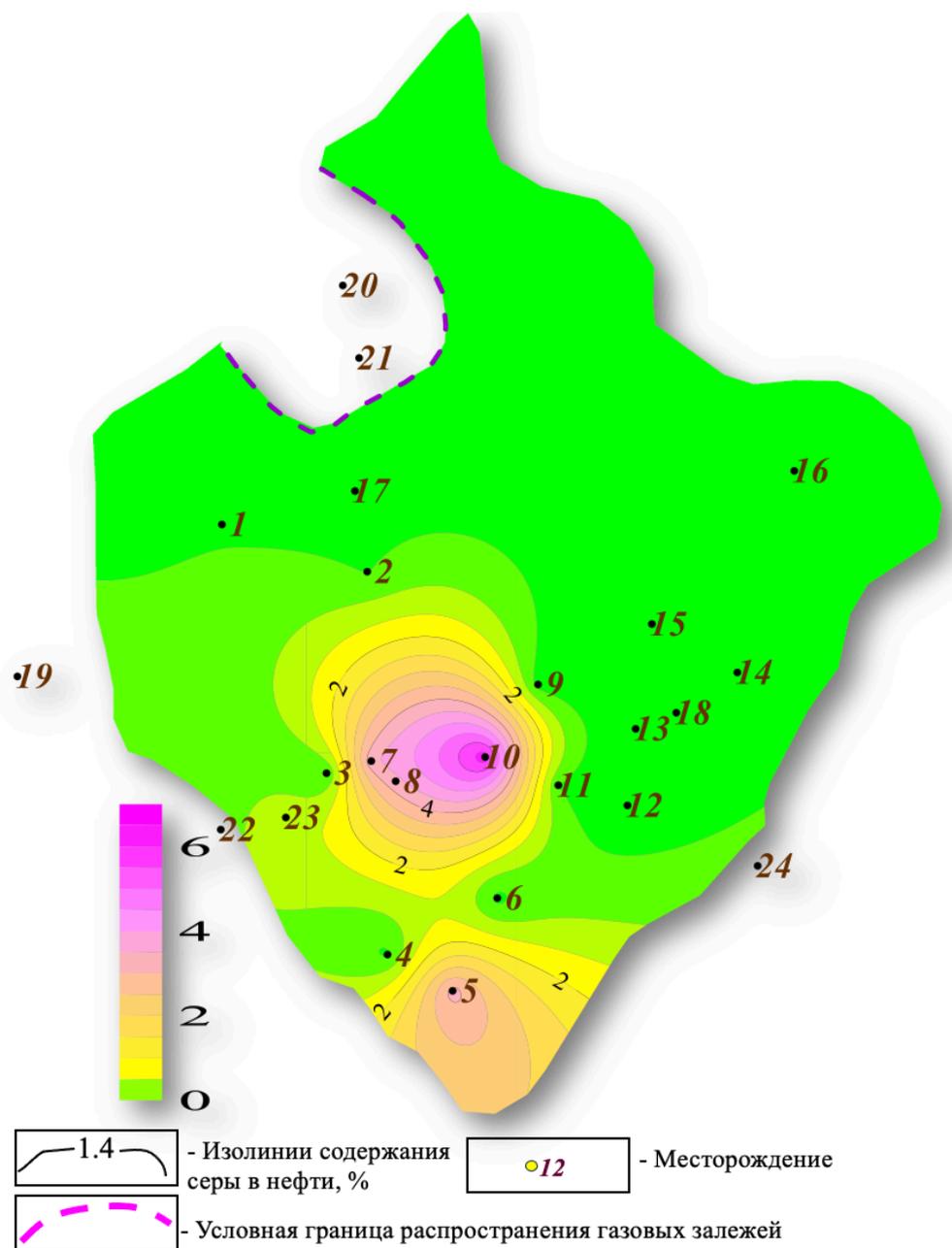
¹¹ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортымья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопынское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.5 Схема распределения средних значений вязкости нефти абалакской свиты¹²

¹² Выполнено автором

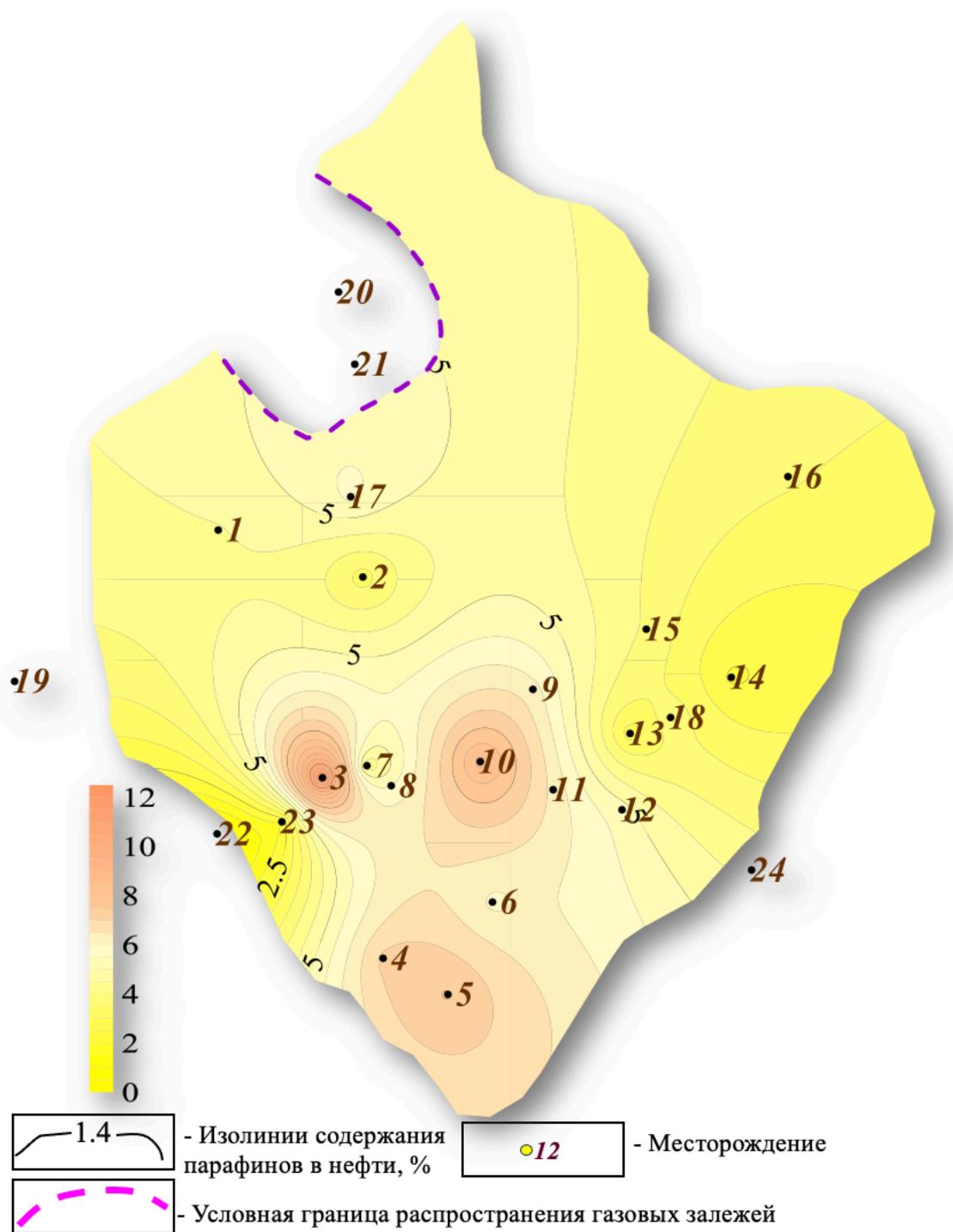


Месторождения:

1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мулымьинское; 5 - Трехозерное; 6 - Моргымя-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемулымьинское; 11 - Полевское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопынское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экугальское; 24 - Восточно-Толумское;

Рис. 2.2.6 Схема распределения средних значений содержания серы нефти абалакской свиты¹³

¹³ Выполнено автором

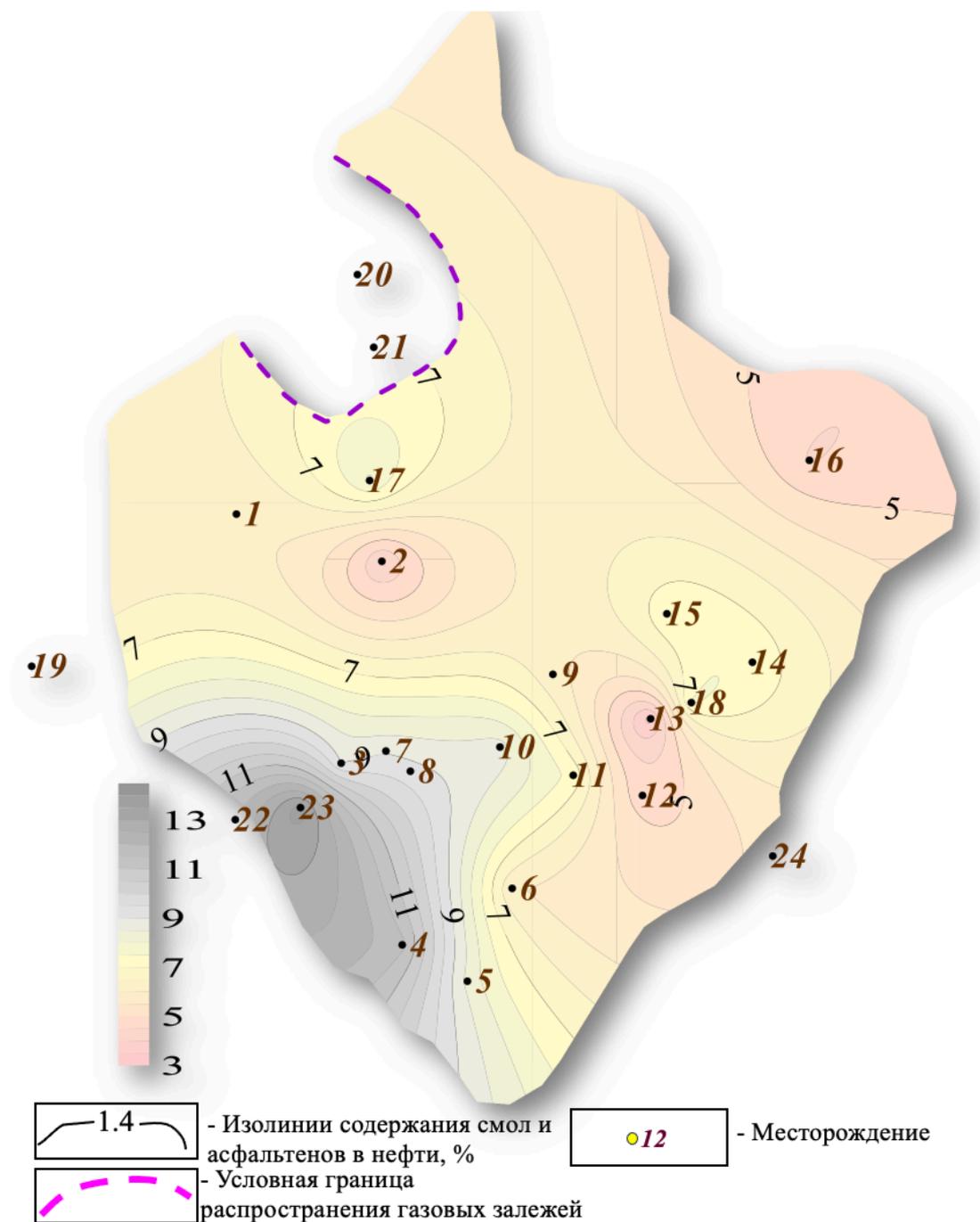


Месторождения:

1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мулымьинское; 5 - Трехозерное; 6 - Мортымя-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемулымьинское; 11 - Польемское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопийское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экутальское; 24 - Восточно-Толумское;

Рис. 2.2.7 Схема распределения средних значений содержания парафинов нефти абалакской свиты ¹⁴

¹⁴ Выполнено автором

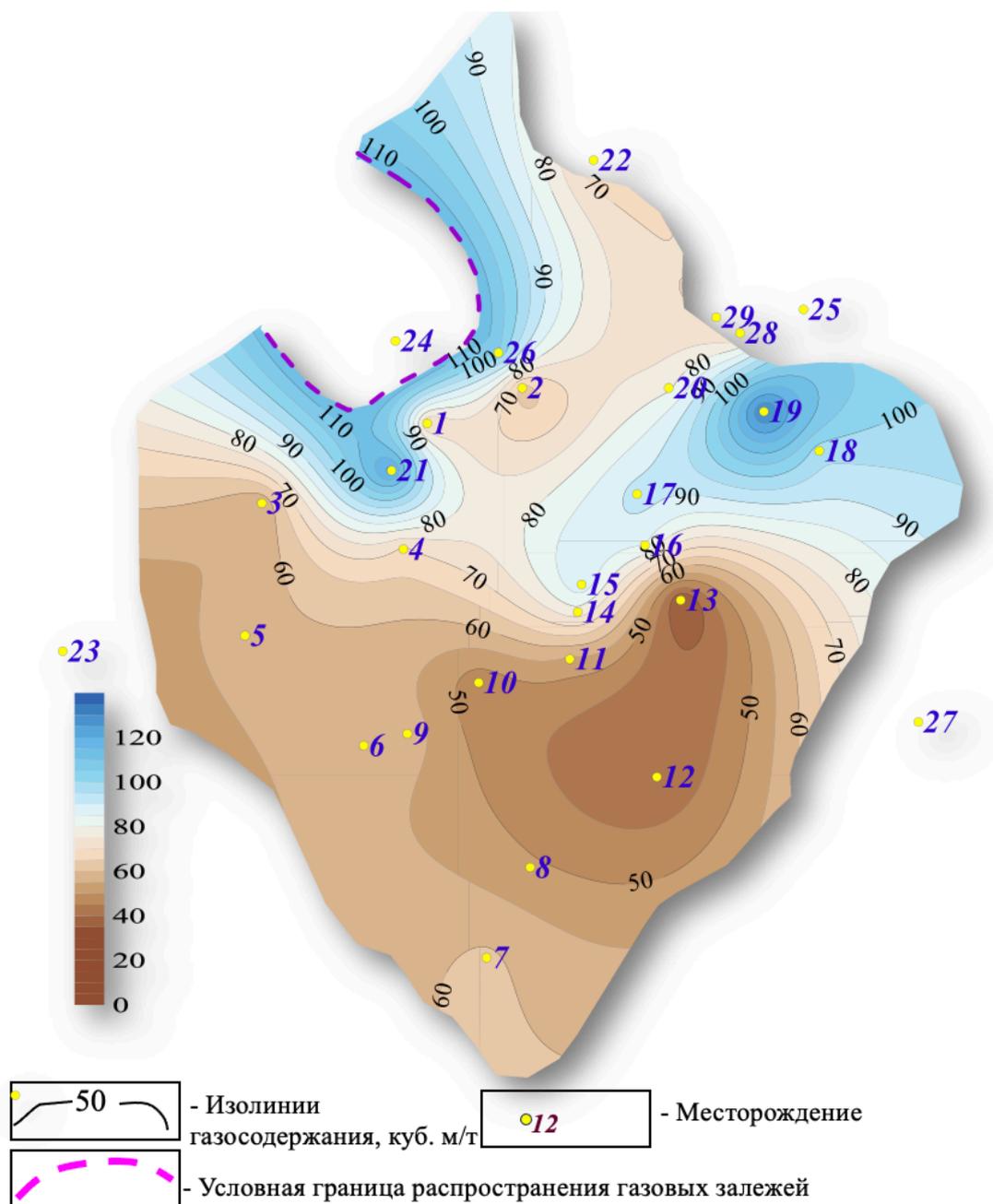


Месторождения:

- 1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мулымьинское; 5 - Трехозерное; 6 - Мортымья-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемулымьинское; 11 - Польемское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопийское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экутальское; 24 - Восточно-Толумское;

Рис. 2.2.8 Схема распределения средних значений содержания смол и асфальтенов парафинов нефти абалакской свиты¹⁵

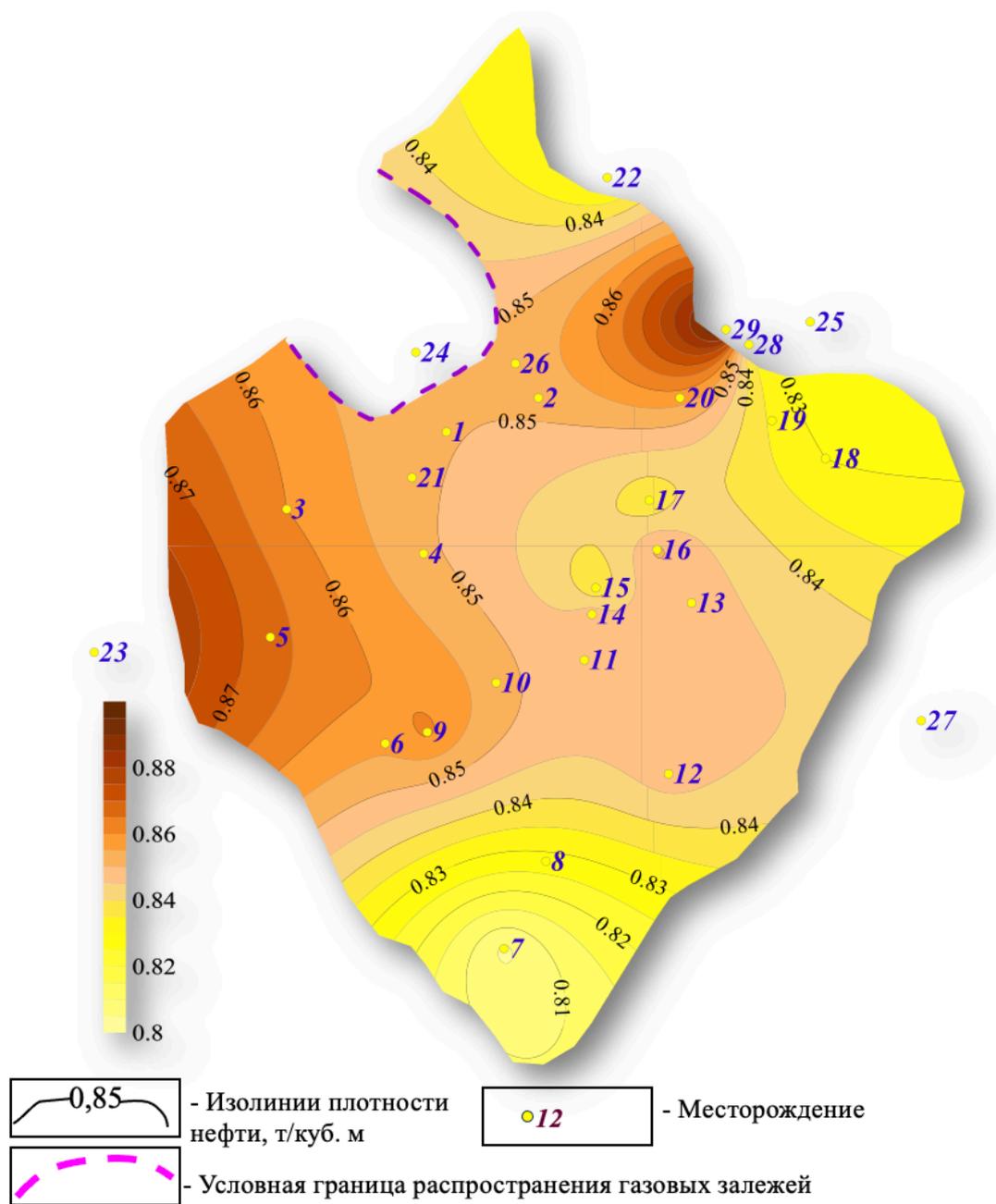
¹⁵ Выполнено автором



Местоорождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортгья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 - Пайтгьяское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.9 Схема распределения средних значений газосодержания нефти тюменской свиты ¹⁶

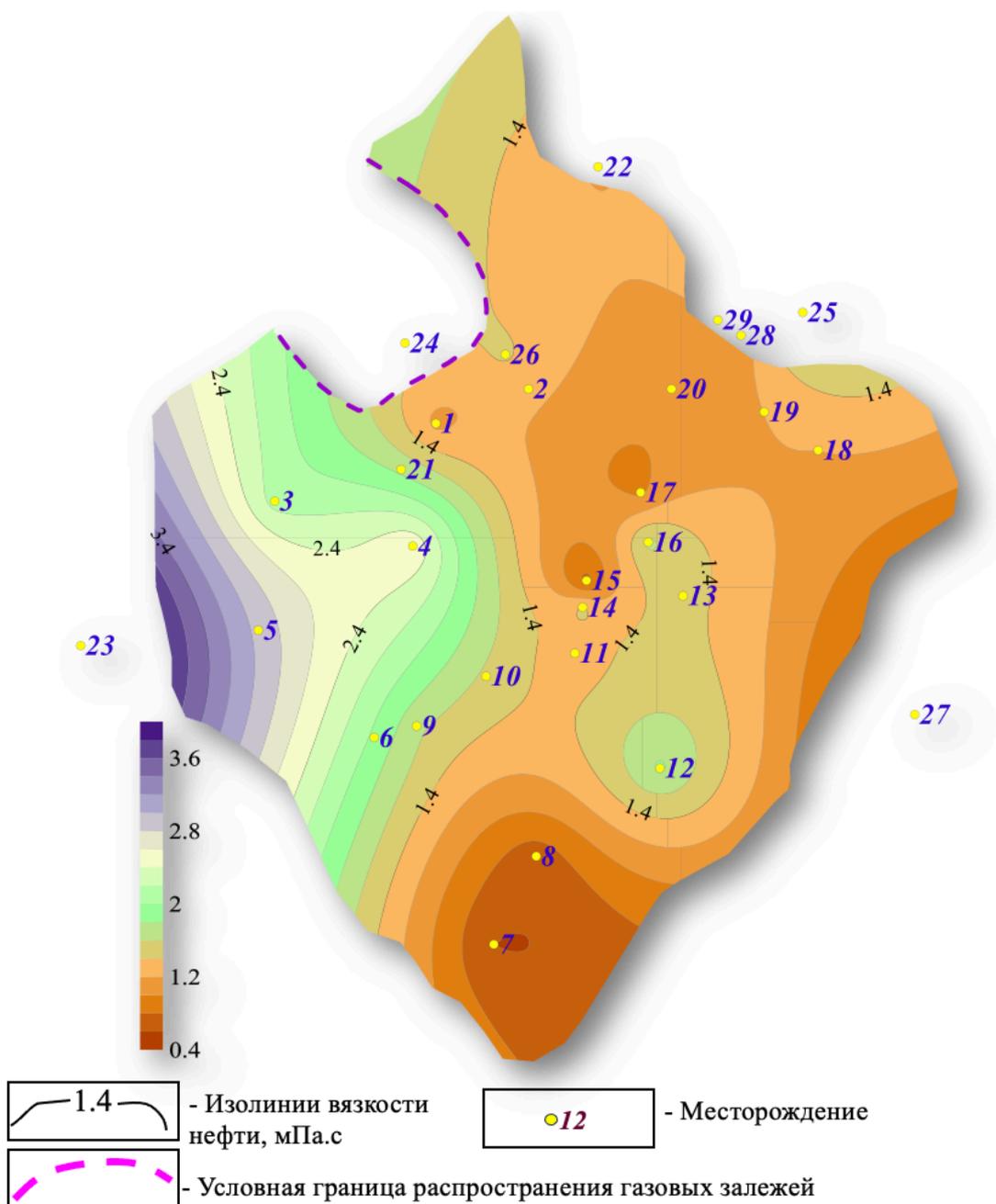
¹⁶ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортымья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 - Пайтыгское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.10 Схема распределения средних значений плотности нефти тюменской свиты ¹⁷

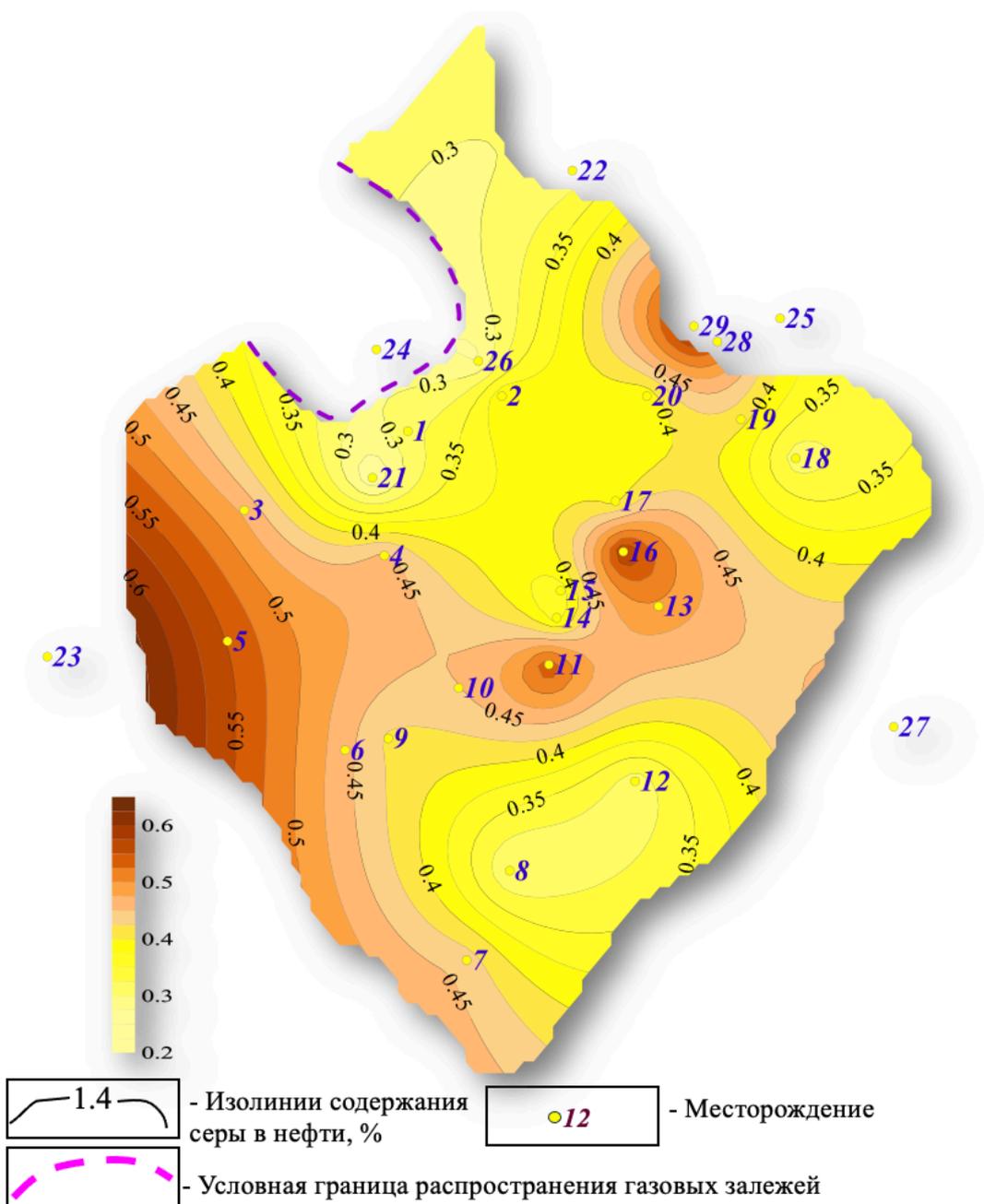
¹⁷ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортымья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.11 Схема распределения средних значений вязкости нефти тюменской свиты ¹⁸

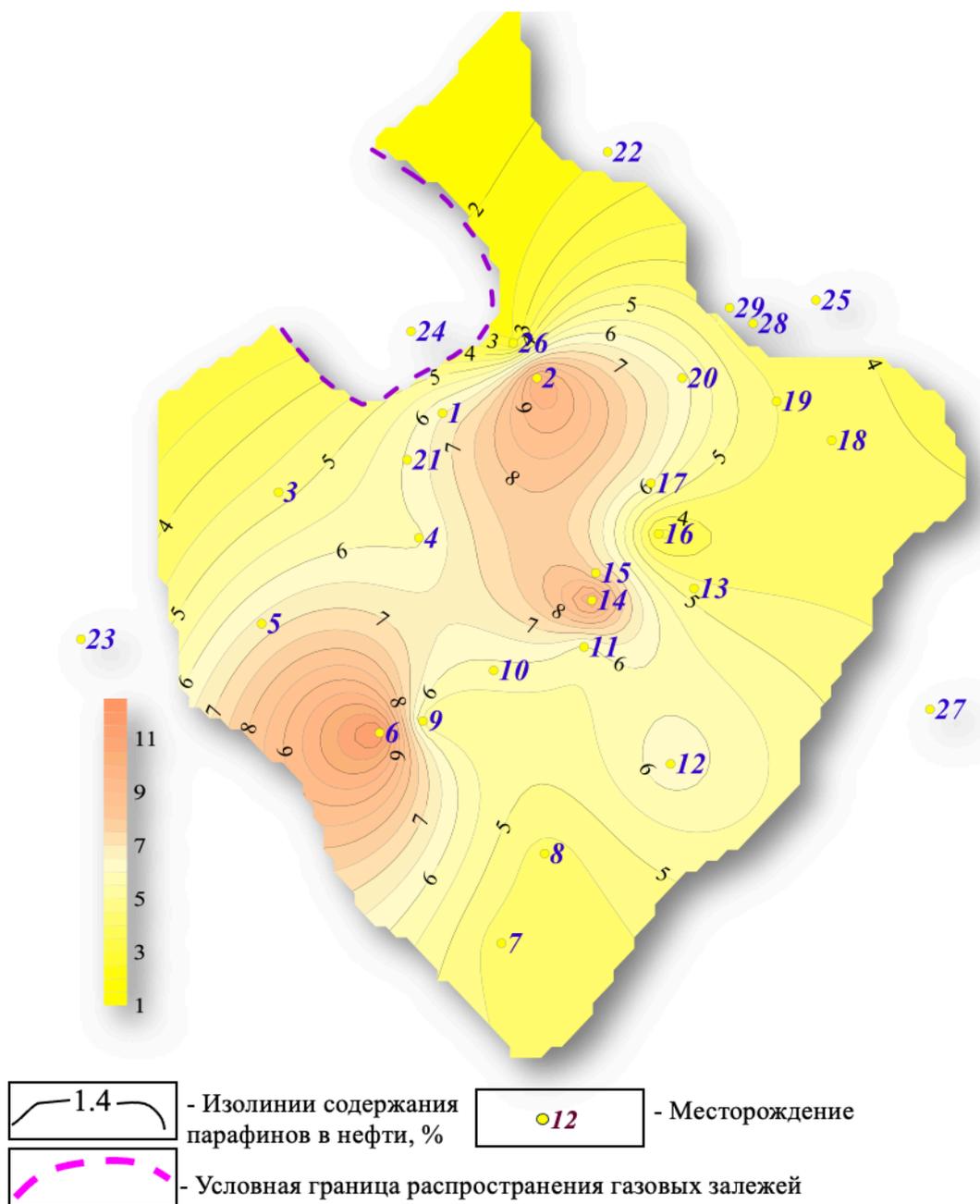
¹⁸ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское;
 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортгья-Тетеревское; 9 - Узбекское;
 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское;
 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 -
 Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 -
 Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 -
 Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.12 Схема распределения средних значений содержания серы нефти тюменской свиты ¹⁹

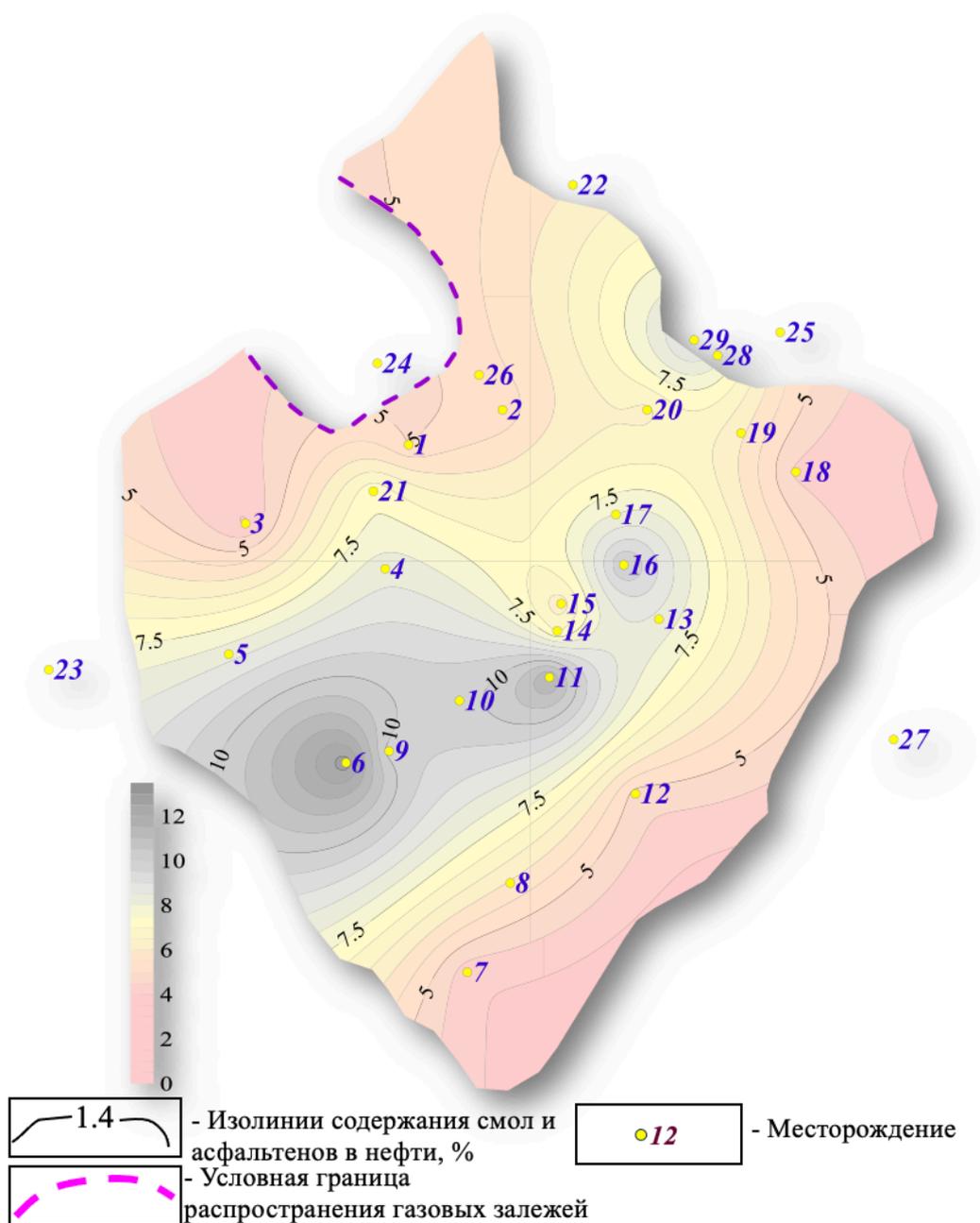
¹⁹ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хулгурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортгымья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумугинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.13 Схема распределения средних значений содержания парафинов нефти тюменской свиты²⁰

²⁰ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сьморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хулгурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортымья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 2.2.14 Схема распределения средних значений содержания смол и асфальтенов парафинов нефти тюменской свиты²¹

²¹ Выполнено автором

На территории Шаимского района преобладают залежи, содержащие лёгкую нефть. Наибольшая плотность нефти наблюдается в западной части исследуемой территории, в направлении Иусского месторождения. Также выделяется зона с повышенными значениями этого параметра в северо-восточной части полигона. Замечается увеличение плотности в сторону Западно-Тугровской (нефтяной) и Восточно-Тугровской (газовой) залежей. Это может свидетельствовать о возможном наличии двух путей миграции углеводородов (рис 2.2.4, рис. 2.2.10). В южном и западном направлениях наблюдается уменьшение плотности нефти. Это может свидетельствовать о возможном преимущественном перемещении углеводородов из этих частей в Шаимского нефтегазоносного района.

Вязкость нефти, как правило, возрастала в западном направлении, к Иусской нефтяной залежи. В северной и южной частях Шаимского нефтегазоносного района, где могли располагаться предполагаемые источники миграционных потоков углеводородов, наблюдаются минимальные значения вязкости нефти (рис. 2.2.5, рис. 2.2.12).

Максимальное содержание серы в нефти фиксируется в восточной и центральных частях региона. В окраинных зонах исследуемой территории наблюдается снижение этого показателя (рис. 2.2.6, рис. 2.2.12).

В ходе анализа изменений содержания парафинов, смол и асфальтенов в нефти выявлены максимальные уровни этих веществ в центральной части исследуемого полигона. В северном и юго-восточном направлениях наблюдается снижение концентрации парафинов, смол и асфальтенов, что может косвенно указывать на направления миграции углеводородов в процессе формирования нефтяных и газовых залежей в этом регионе.

Анализируя неоднородности в составах углеводородов, в Шаимском нефтегазоносном районе можно предположить о преобладании южного и западного направлений в процессе их заполнения. Учитывая закономерности, которые характерны для дифференциального улавливания нефти и газа, а также результаты анализа свойств углеводородов позволяет предполагать, что

основная миграция данного вещества преимущественно с севера на юг. Основные объёмы углеводородов, по всей видимости, поступала из Березовского нефтегазоносного района, где широко распространены газовые залежи. Также несколько меньшие объёмы углеводородов, скорее всего, могли поступать с юга, с территории Карабашского нефтегазоносного района.

Продуктивные отложения изучались по керну, отобранному из поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных на месторождении.

При обобщении средних значений ряда подсчётных параметров залежей и результатов лабораторных исследований керна была систематизирована информация о свойствах продуктивных отложений. При сопоставлении коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности продуктивной отложений абалакской и тюменской свит отмечается, что данные параметры в целом больше для относительно молодых разностей. (рис. 2.2.15 - 2.2.16)

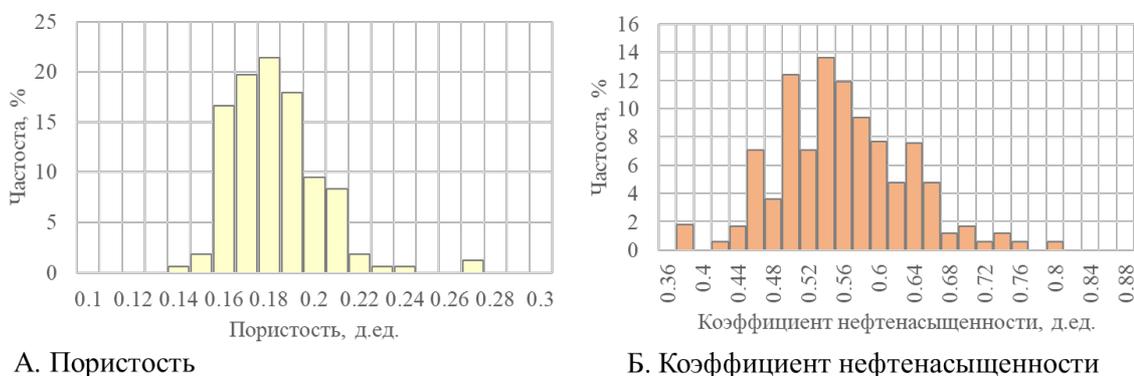


Рис. 2.2.15 Гистограммы средних значений пористости и нефтенасыщенности залежей, приуроченных к отложениям тюменской свиты .²²

²² Выполнено автором

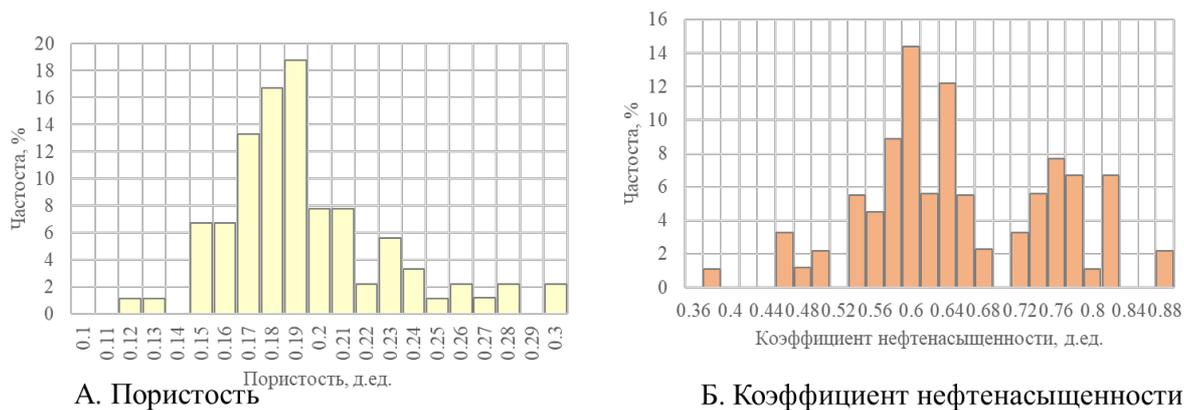


Рис. 2.2.16 Гистограммы средних значений пористости и нефтенасыщенности приуроченным к отложениям абалакской (васюганской) свиты.²³

По ряду месторождений пласты абалакской (Ю1, П1) и тюменской (Ю 2–6) свит и достаточно хорошо освещены результатами анализов кернa. Количество сделанных определений коллекторских свойств лабораторных анализов кернa тюменской свиты позволило выполнить статистическую обработку данных более надежно, чем по отложениям верхнеюрского отдела [62].

Остановимся на особенностях изменений фильтрационно-ёмкостных свойств ряда продуктивных терригенных пластов месторождений Шаимского нефтегазоносного района, располагающегося на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [30,52].

На рисунках (2.2.17.—2.2.18.) приведены гистограммы проницаемости пластов юрских отложений по ряду месторождений.

²³ Выполнено автором

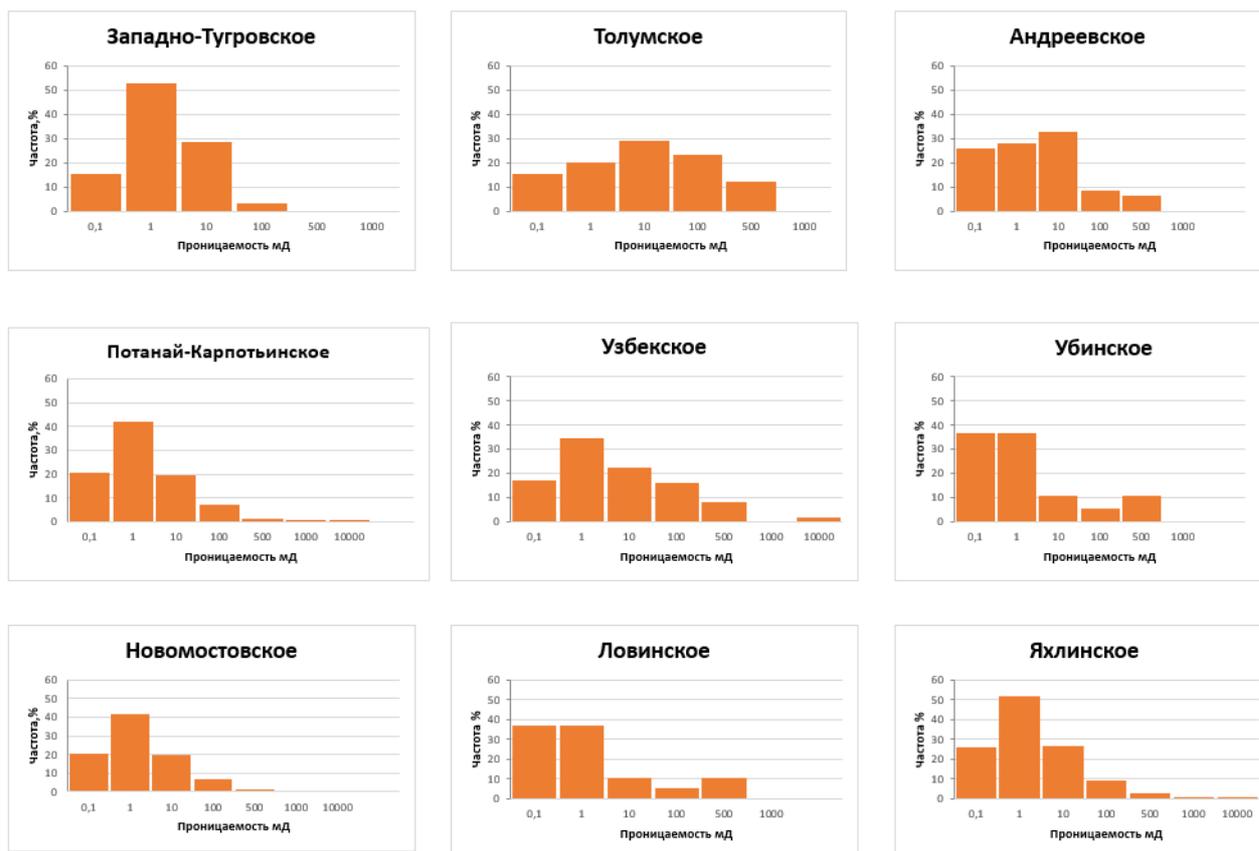


Рис. 2.2.17 Гистограммы проницаемости среднеюрских пород тюменской свиты по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района.²⁴

Гистограммы проницаемости в большинстве своём имеют положительную асимметрию. Проницаемость образцов тюменской свиты изменяется в интервале от $0,1$ до $10\ 0000\ 10^{-15}\text{м}^2$, при этом основная часть значений попадает в диапазон от $0,1$ до $100\ 10^{-15}\text{м}^2$.

Наилучшими фильтрационными свойствами охарактеризованы Толумское, Узбекское, Убинское и Яхлинское месторождения.

Коллекция рассматриваемых образцов охарактеризована также низкими значениями по проницаемости, тем не менее, по классификации, принятой А. А. Ханиным образцы следует относить к коллекторам [56]. Для выявления неоднородностей целесообразно сопоставить значения проницаемости разновозрастных пород.

²⁴ Выполнено автором

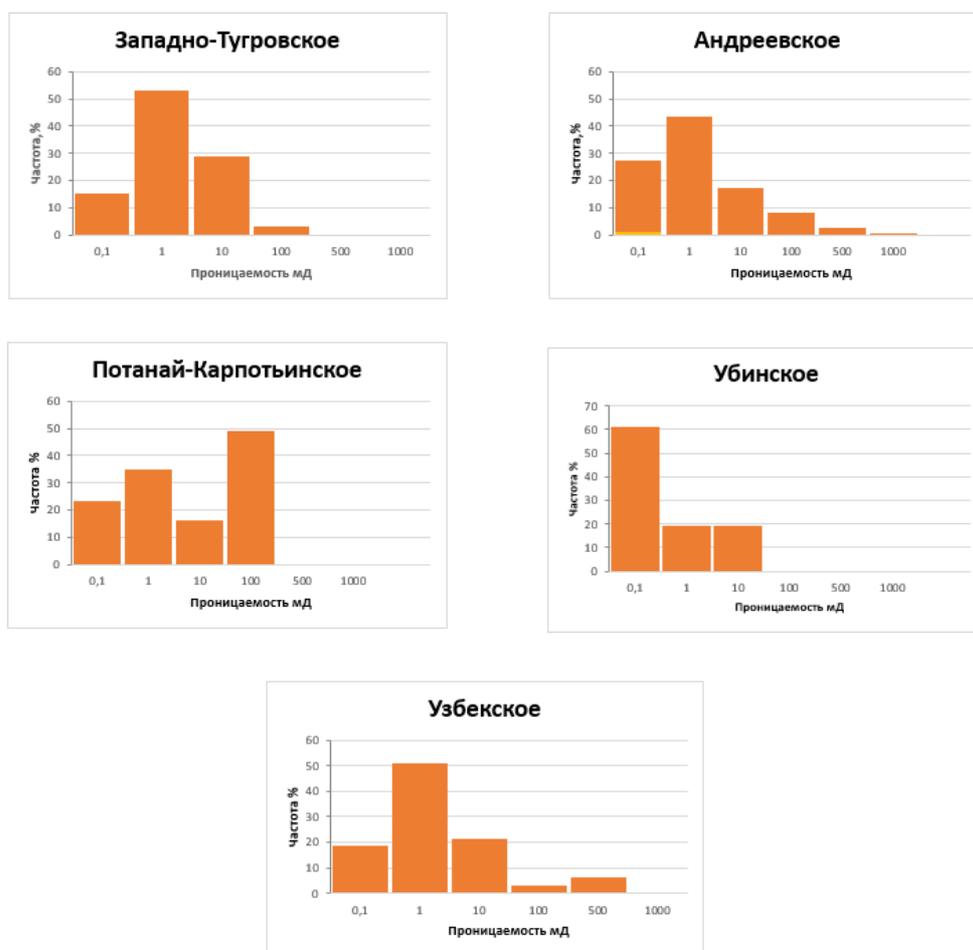


Рис. 2.2.18 Гистограммы проницаемости верхнеюрских пород абалакской свиты по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района²⁵

Проницаемость образцов абалакской свиты изменяется в интервале от $0,1$ до $1\ 000\ 10^{-15}\text{ м}^2$, при этом основная часть значений попадает в диапазон от $0,1$ до $100\ 10^{-15}\text{ м}^2$.

Наблюдается тенденция ухудшения фильтрационных свойств вверх по разрезу. По данным статистической обработки данных анализов керна верхнеюрских отложений видно, что распределения проницаемости характеризуются наибольшей неоднородностью. По результатам сравнения разновозрастных пород с равными значениями пористости отмечены наибольшие значения проницаемости, у представителей коллекции наиболее

²⁵ Выполнено автором

древней группы пластов [51]. Отмечена закономерность при изучении функциональных неоднородностей пород юрской системы Узбекского и Убинского месторождений. Соответственно образцы коллекции среднеюрского отдела Убинского месторождения имеют лучшие фильтрационные свойства, чем породы верхнеюрского отдела, имеющие при этом такую же пористость. В свою очередь терригенные разности верхнеюрского отдела Узбекского месторождения характеризуются ухудшенной проницаемостью относительно образцов с такими же ёмкостными свойствами среднеюрского отдела.

Средняя глубина залегания пород исследуемых выборок соответственно изменяется от -2110 до -2965 м. Замечено, что при сопоставлении пород с одинаковыми ёмкостными свойствами просматривается тенденция увеличения значений проницаемости вниз по разрезу.

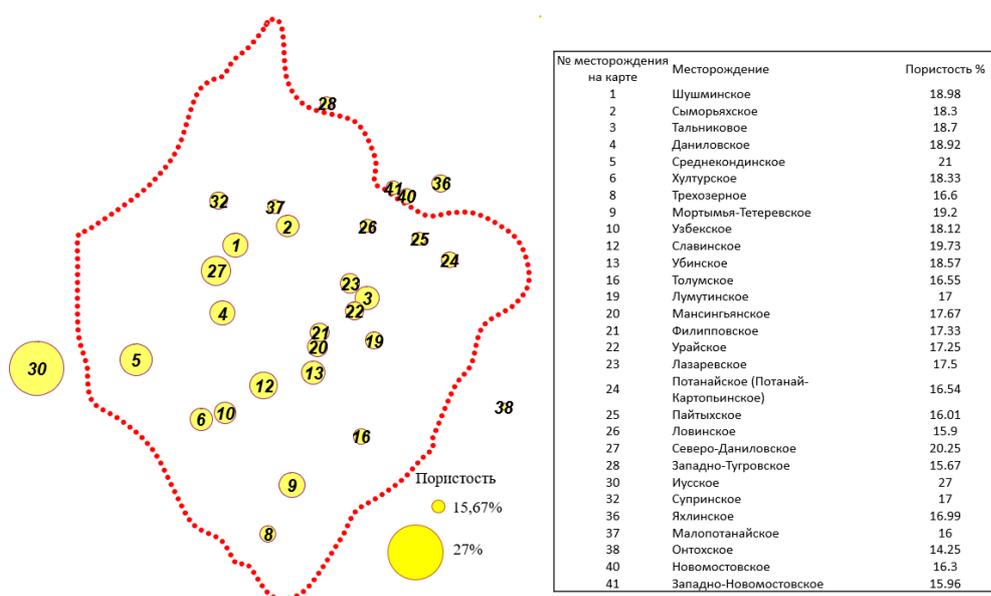


Рис. 2.2.19. Карта средней пористости отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района.²⁶

Рассмотрим изменение средних значений пористости по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих

²⁶ Выполнено автором

территорий (Иусский нефтегазоносный район, Красноленинский нефтегазоносный район).

Диапазон изменения средней пористости рассматриваемой коллекции образцов составляет от 15.6%–27%. Наибольшими значениями пористости охарактеризовано Иусское месторождения – 27% , наименьшим – Западно-Тугровское месторождение – 15.6%. В западной и центральной частях района зафиксированы наиболее значения пористости с последующим уменьшением к южной и северо-восточной границе (Среднекондинское месторождение – 21%, Северо-Даниловское месторождение – 20%, Мортымья-Славинское месторождение – 19.7%, Мортымья-Тетеревское месторождение – 19.2%, Убинское месторождение –18.5%).

Для более детального изучения емкостных свойств, по ряду месторождений, построены гистограммы пористости среднеюрских пород тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района.

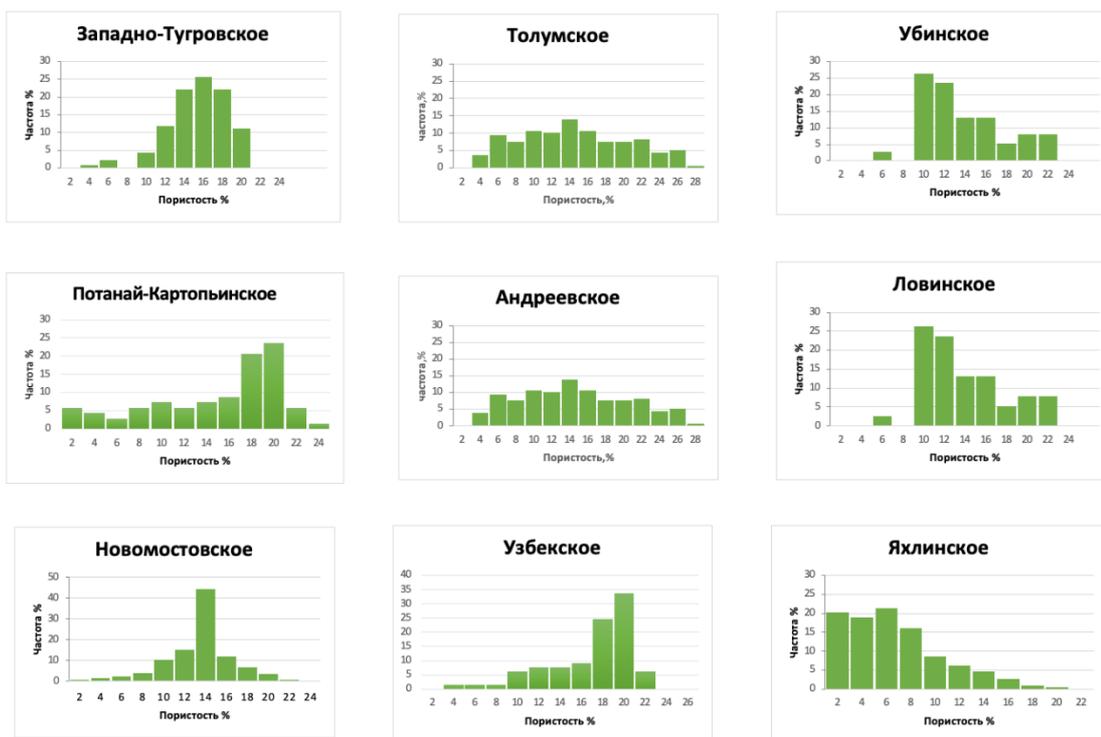


Рис. 2.2.20 Гистограммы пористости среднеюрских пород тюменской свиты по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района²⁷

²⁷ Выполнено автором

Как видно из данных графиков, гистограммы пористости имеют положительную асимметрию и нормальную асимметрию. Пористость образцов изменяется в интервале от 2% до 28%. В ряде случаев, при определении коллекторов в продуктивных отложениях залежей тюменской свиты, максимальное значение пористости наблюдается на уровне 24–26%.

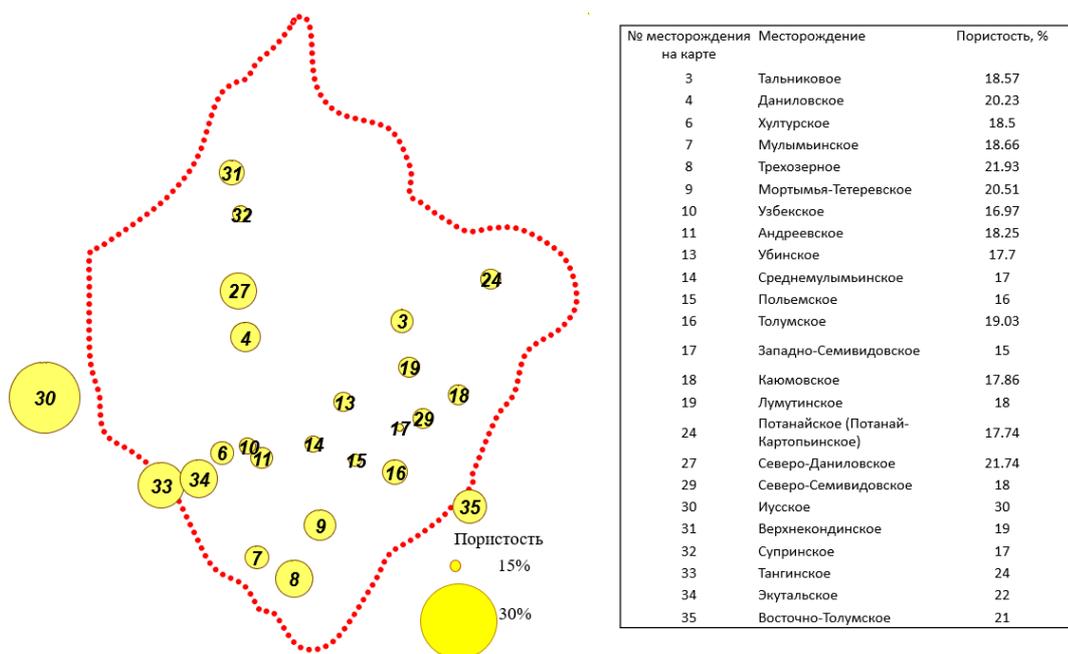


Рис. 2.2.21 Карта средней пористости отложений абалакской (васюганской) свиты Шаимского нефтегазоносного района.²⁸

Диапазон изменения средней пористости рассматриваемой коллекции образцов тюменской свиты составляет от 15%–30%. Наибольшими значениями пористости охарактеризовано Иусское месторождения - 30%, наименьшим – Западно-Семидвинское месторождение - 15%. В западной и южной частях района зафиксированы наибольшие значения пористости с последующим уменьшением к восточной границе (Тангинское месторождение - 24%, Экутальское месторождение - 22%, Трехозерное месторождение - 21.9%, Мортымья - Тетеревское месторождение - 20.5%, Восточно-Толумское месторождение - 21%). При сравнении разновозрастных пород наибольшими значениями пористости характеризуются среднеюрские отложения

²⁸ Выполнено автором

тюменской свиты по ряду месторождений – Убинское, Западно-Тугровское, Потанай-Картопьянское, Ловинское.

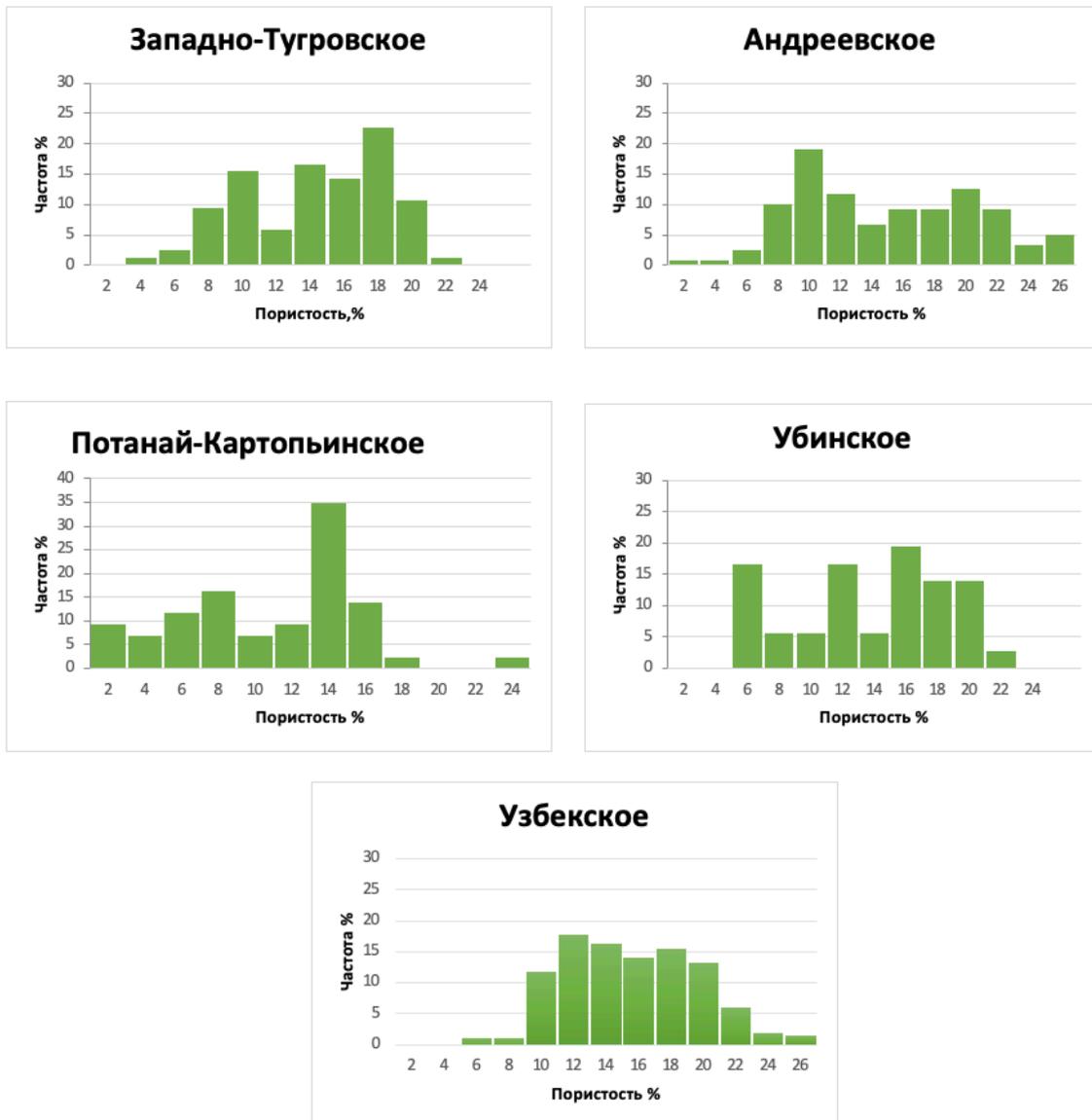


Рис. 2.2.22 Гистограммы пористости верхнеюрских пород абалакской свиты по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района²⁹

Пористость образцов абалакской свиты изменяется в интервале от 2% до 26%. Большинство образцов из рассматриваемой коллекции приходится на значение 14% [45].

²⁹ Выполнено автором

Анализ гистограмм, приведенных свидетельствует о близком характере распределения пористости пластов абалакской свиты рассматриваемого месторождения [45].

Более выразительно определять данную закономерность, через анализ гистограмм пластов, которые рассчитываются для определенных групп образцов по емкостным и фильтрационным свойствам образцов с ограниченным диапазоном пористости и проницаемости (рис. 2.2.23 – 2.2.25).

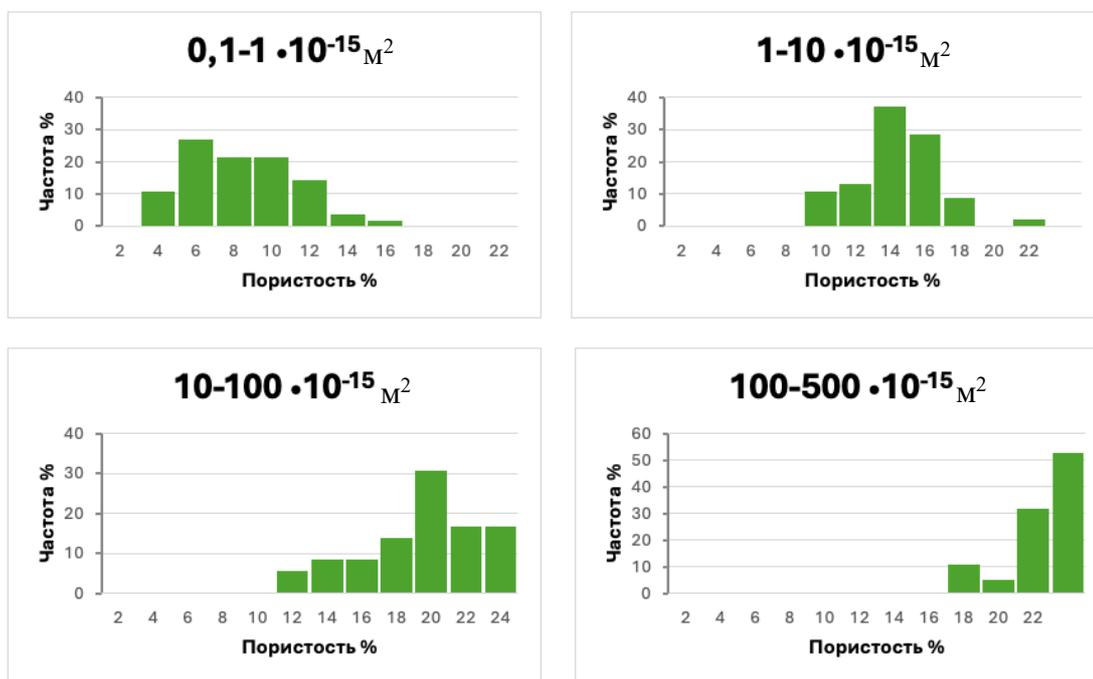


Рис.2.2.23 Гистограммы пористости пород различных фильтрационных групп отложений тюменской свиты Толумского месторождения³⁰

Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от $0,1$ до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 4 % до 16%. Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 1 до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 10 % до 22%.

Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 10 до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 12 % до 24%. Изменение

³⁰ Выполнено автором

пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 100 до $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 18% до 26% .

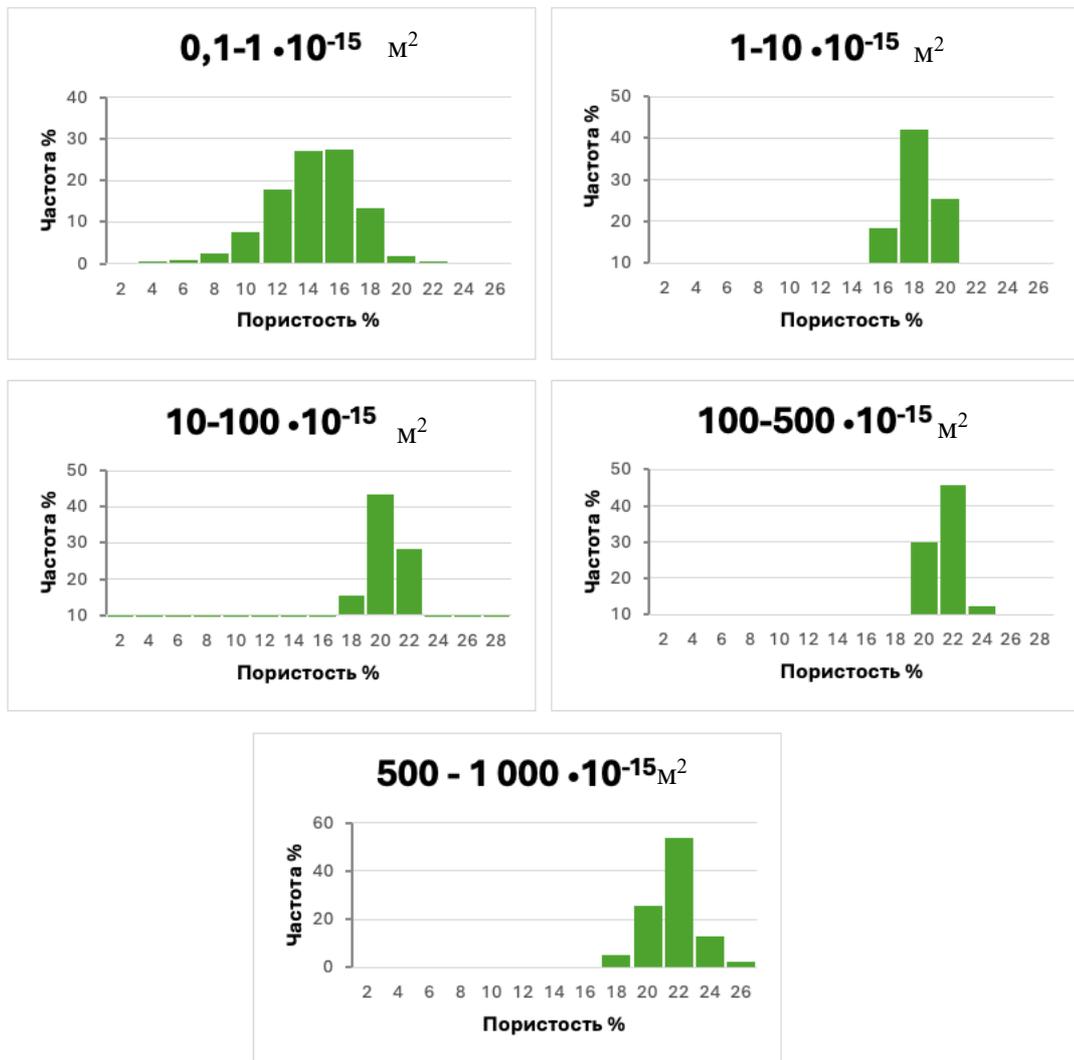


Рис. 2.2.24 Гистограммы пористости пород различных фильтрационных групп отложений тюменской свиты Сыморьяхского месторождения.³¹

Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от $0,1$ до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 2% до 26% . Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 1 до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 12% до 26% . Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 10 до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от

³¹ Выполнено автором

16 % до 28%. Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 100 до $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 16 % до 26%. Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 500 до $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 18 % до 26%.

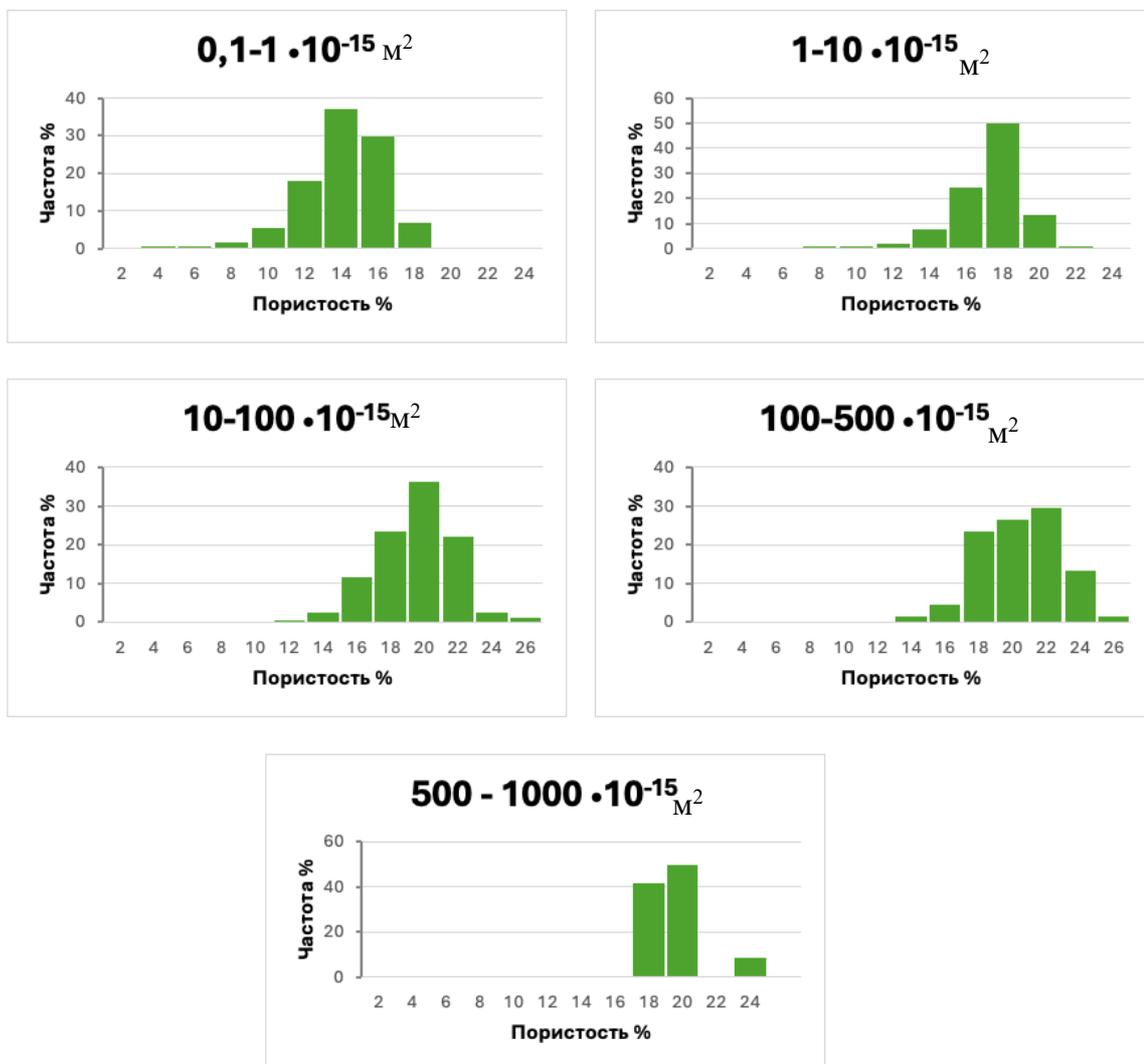


Рис. 2.2.25 Гистограммы пористости пород различных фильтрационных групп отложений тюменской свиты Ловинского месторождения.³²

Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от $0,1$ до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 4 % до 22%. Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 1 до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 6 % до 24 %.

³² Выполнено автором

в диапазон проницаемости от 10 до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 12% до 26% . Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 100 до $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 14% до 26% . Изменение пористости образцов, попадающей в диапазон проницаемости от 500 до $1\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ составляет от 18% до 24% , при этом существует разрыв что свидетельствует о наличии трещиноватости.

Рассмотрены терригенные породы, сгруппированные по их фильтрационным свойствам. Выполнен анализ имеющихся данных по керну абалакской и тюменской свит по ряду месторождений, распределенных по различным классам проницаемости с различным интервалом пористости.

Необходимо отметить, что ёмкостные свойства ухудшаются быстрее, чем фильтрационные. Так, если для среднеюрских отложений подавляющая часть образцов превышает значение пористости в 18% , то среди нижнеюрских пород только около 10% преодолевают это значение, между тем по проницаемости более 35% коллекции классифицируются в качестве коллектора.

Рассмотрим особенности изменения фильтрационно-ёмкостных свойств ряда продуктивных терригенных пластов месторождений Шаимского нефтегазоносного района по параметру остаточная водонасыщенность. Особое значение приобретает оценка характера изменения остаточной водонасыщенности. В первую очередь это играет существенную роль в ходе оценки коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности). От правильности выполнения данной операции зависит корректность подсчёта запасов углеводородов и создания проектов разработки залежей углеводородов, а также выделения коллекторов при проектировании мероприятий по воздействию на пласт.

На рисунках (2.2.26-2.2.30) представлены гистограммы распределения остаточной водонасыщенности пород тюменской свиты по ряду месторождений.

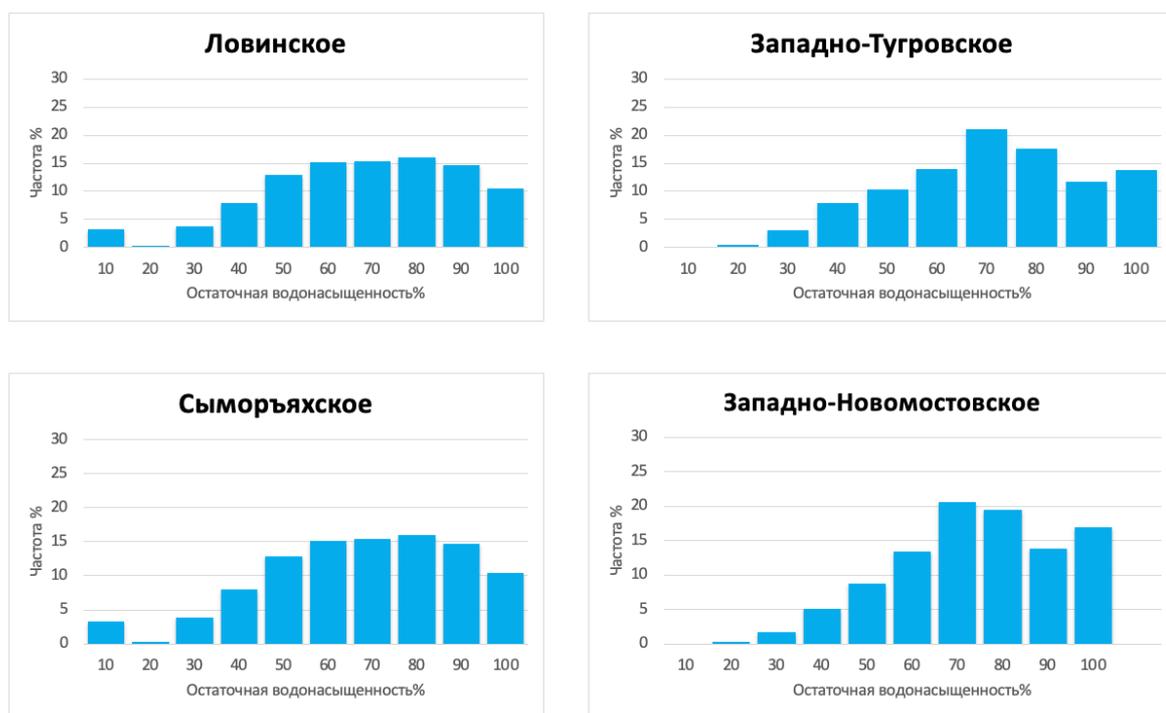


Рис. 2.2.26 Гистограммы водонасыщенности пород тюменской свиты по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района³³

Как видно из этих графиков, гистограммы остаточной водонасыщенности имеют отрицательную асимметрию. Диапазон значений варьируется от 10–100 %. Наибольшей частотой встречаемости обладают образцы со значением, варьирующим до 25%.

Далее рассмотрим результаты анализа гистограмм пластов, которые рассчитываются для определенных групп образцов. Образцы рассматриваемой коллекции сгруппированы по их емкостным свойствам. Коллекция разделена на емкостные группы, попадающие в интервал с определенным значением пористости (диапазон изменения - 2 %).

³³ Выполнено автором

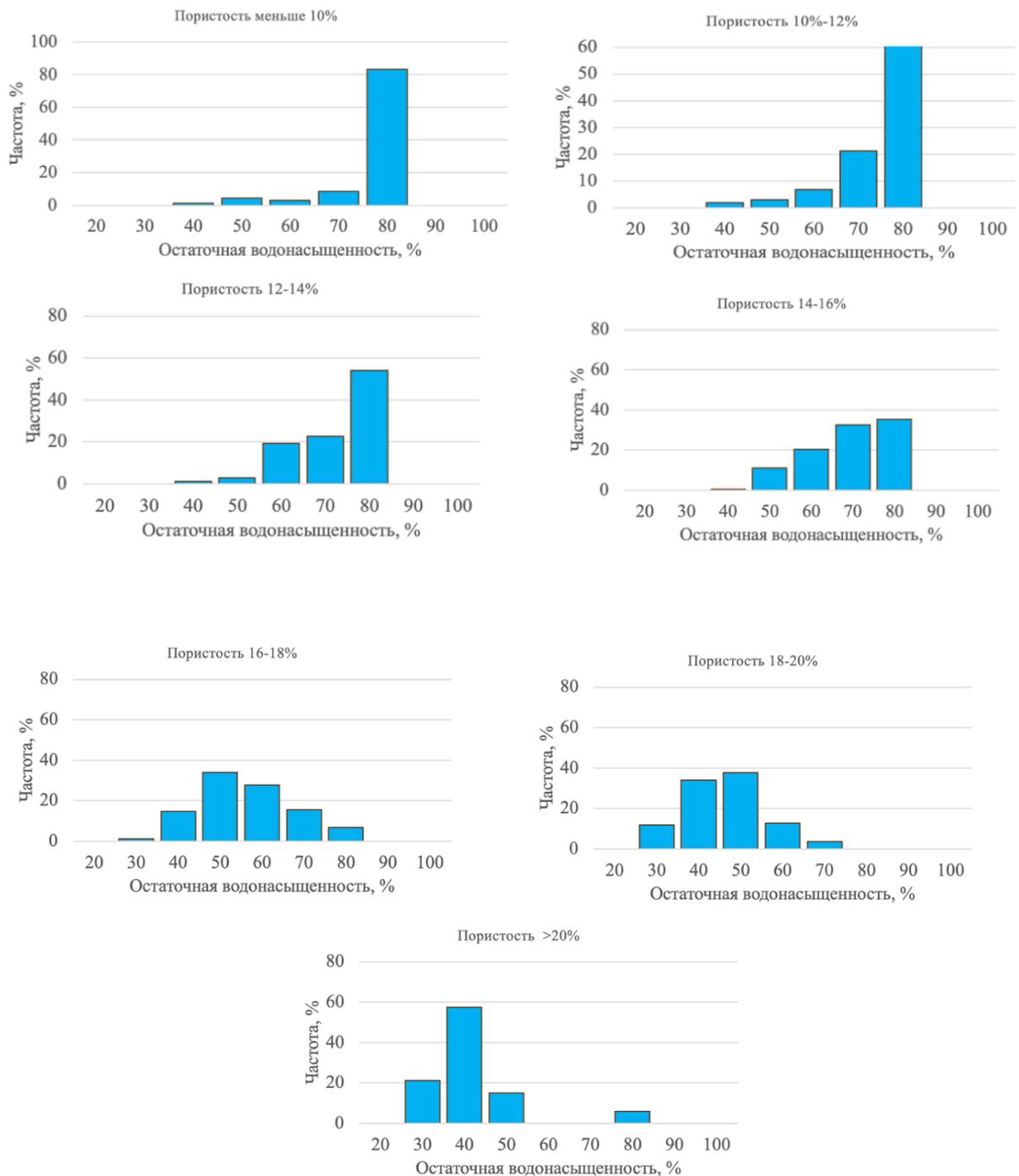


Рис. 2.2.27 Гистограммы остаточной водонасыщенности для образцов различных ёмкостных групп отложений тюменской свиты Западно-Тугровского месторождения³⁴

³⁴ Выполнено автором

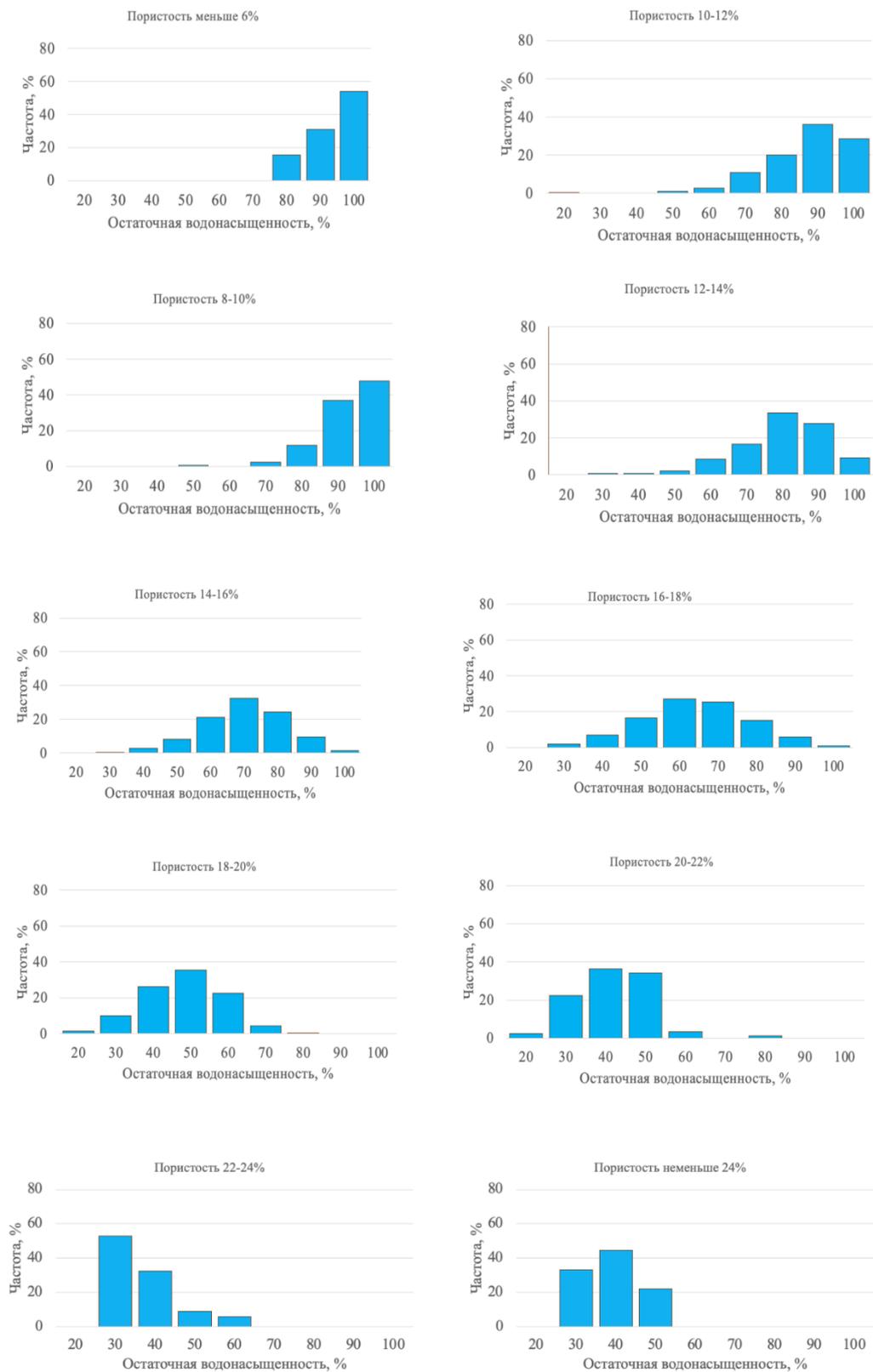


Рис. 2.2.28 Гистограммы остаточной водонасыщенности для образцов различных ёмкостных групп отложений тюменской свиты Ловинского месторождения³⁵

³⁵ Выполнено автором

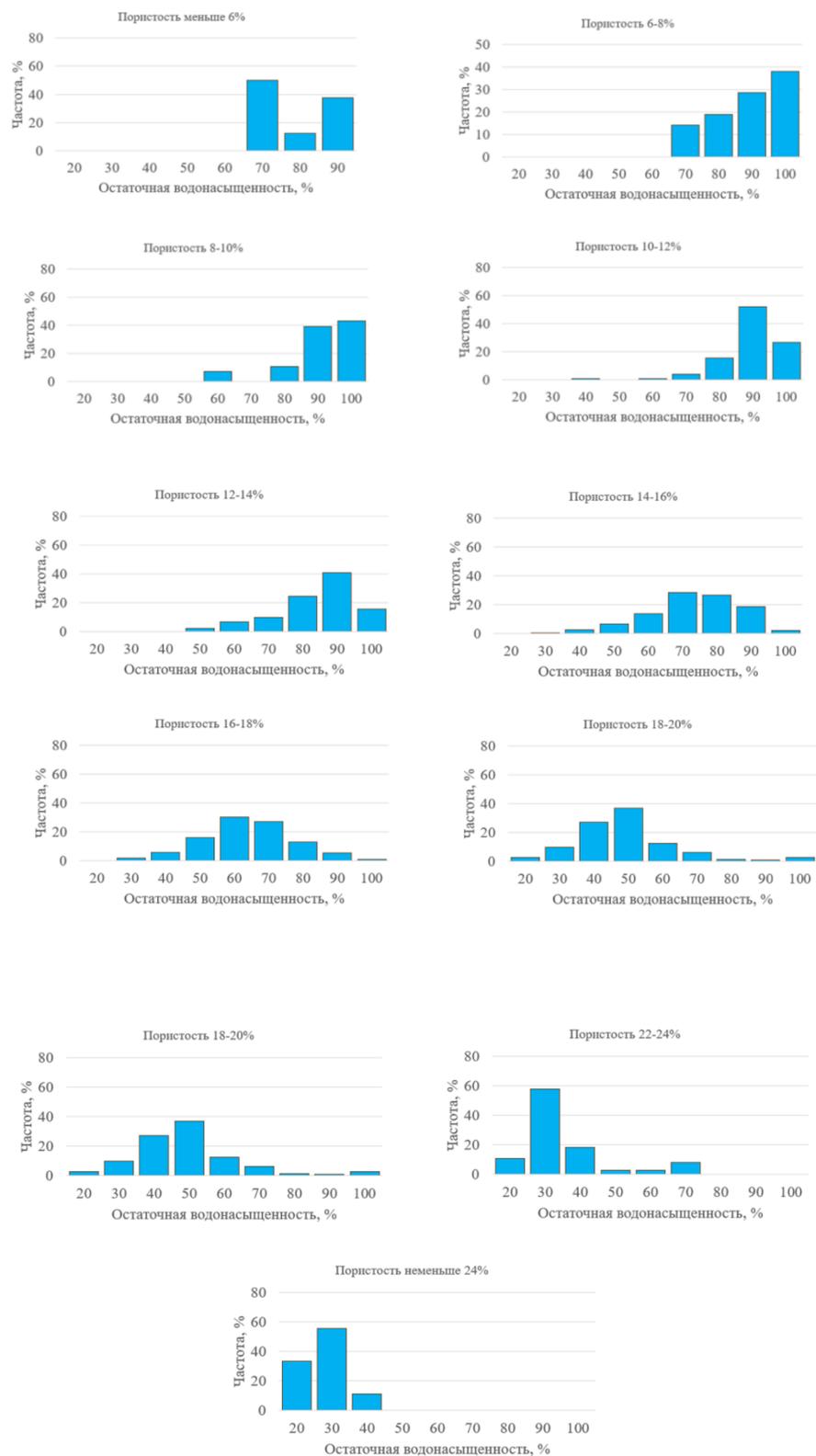


Рис. 2.2.29 Гистограммы остаточной водонасыщенности для образцов различных ёмкостных групп отложений тюменской свиты Западно-Сыморьяхского месторождения³⁶

³⁶ Выполнено автором

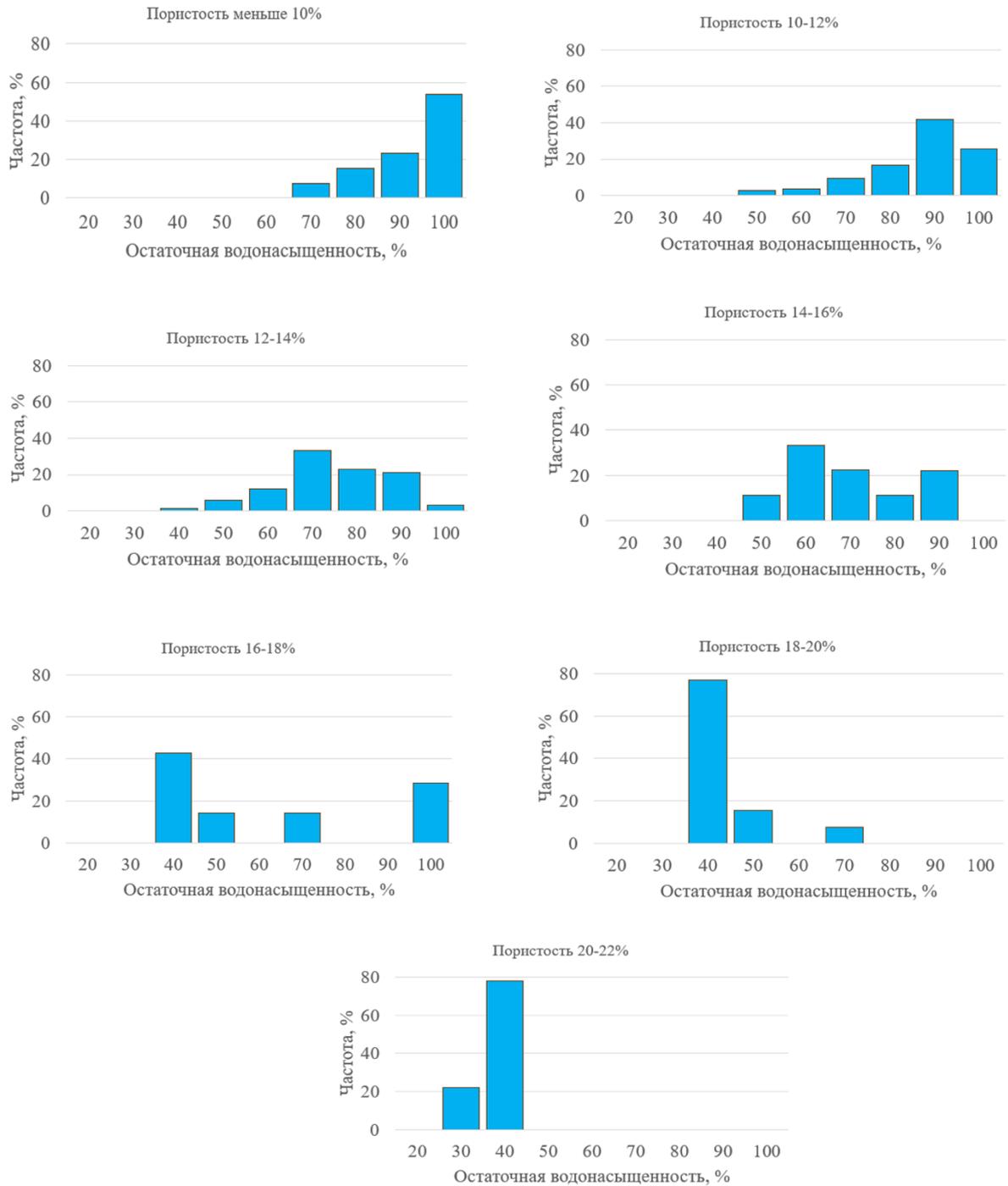


Рис. 2.2.30 Гистограммы остаточной водонасыщенности для образцов различных ёмкостных групп отложений тюменской свиты Потанай-Картопьянского месторождения³⁷

По мере улучшения ёмкостных свойств прослеживается общая тенденция уменьшение коэффициентов остаточной водонасыщенности, что

³⁷ Выполнено автором

характерно для данного параметра. В целом прослеживается общая тенденция уменьшения остаточной водонасыщенности образцов, по мере улучшения коллекторских свойств. Тем не менее, отмечается достаточно большой разброс значений, что указывает на существование вероятностного типа зависимостей между рассматриваемыми параметрами [52].

ГЛАВА 3 ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЁТА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В ХОДЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

3.1 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДОВ

Использование вероятностных методов для решения геологических задач подразумевает обобщение эмпирических данных, а также разработку алгоритма расчёта ряда петрофизических параметров при построении геологических моделей [6]. Потребность в таких разработках существенно возросла при создании автоматизированных систем решения различных задач. Важную роль в этой связи играет вопрос получения результатов, которые отличаются значительной неопределённостью [9,12,19].

Проблема изучения особенностей изменения проницаемости пород продуктивных пластов остаётся актуальной как при проведении поисково-разведочных работ, так и при создании проектной документации разработки месторождений нефти и газа. В свою очередь это предопределяет надёжность экономической оценки, а также возможность принятия положительного решения по освоению соответствующего нефтегазоносного объекта, так как фильтрационные свойства отложений во многом влияют на первоначальные дебиты целевых флюидов из продуктивных отложений [52,54].

В настоящее время существуют только два сравнительно надёжных способа оценки проницаемости исследуемых отложений: по результатам гидродинамических исследований скважин и изучений керна в лабораторных условиях. В-первом, предусматривается ограниченное количество объектов изучения в первую очередь по экономическим причинам [54].

Во-втором случае возникают сложности оценки фильтрационных свойств пластов, так как определяются эмпирические зависимости между значениями ёмкостных и фильтрационных свойств образцов рассматриваемой выборки. При этом информацию о пористости слоёв получают в ходе интерпретации промыслово-геофизических методов. Затем проницаемость определяется путём пересчёта кривых значений ёмкостных свойств по

полученной ранее формуле ёмкостные свойства по материалам геофизических исследований скважин.

Построение геологической модели происходит за счет комплексирования материалов исследования керна и результатов интерпретации промыслово-геофизических данных. При этом возникают такие проблемы как неоднозначное определение проницаемости по скважинным данным. Как это уже отмечалось в основном фильтрационные свойства продуктивных отложений рассчитываются на основе эмпирической зависимости проницаемости от пористости по материалам лабораторных исследований керна. Зависимость проницаемости от пористости имеет вероятностный характер. При сравнении образцов с практически одинаковой пористостью их проницаемость может отличаться более, чем на порядок.

Зависимость, которая получена по материалам исследований керна в лабораторных условиях, сложно применять для определения фильтрационных свойств образцов путём пересчёта пористости, не говоря уже об оценке проницаемости для одной ячейки геологической модели в процессе моделирования свойств пласта. Минимальный размер ячейки, как правило, составляет $50 \cdot 50 \cdot 0,4$ м, что означает, что ее объем равен как минимум тысяче кубических метров породы. Если сравнивать объем крупноразмерного образца размером $5 \cdot 5 \cdot 5$ см, то это всего 0.000125 кубических метра. Это означает, что объём среднестатистической ячейки геологической модели в 8 миллионов раз больше аналогичного параметра данного образца. Прямой анализ результатов исследования керна для определения проницаемости простой ячейки геологической модели или даже пласта является не совсем корректным, так как при увеличении масштаба исследований могут возникать побочные явления [8,21].

Отметим, что использование рассматриваемых соотношений между данными параметрами способствует появлению существенных погрешностей. Фиксируется слишком большой разброс значений, чтобы говорить о точности прогноза фильтрационных свойств даже для одного образца. Это хорошо

иллюстрирует график, отражающий особенности связи между пористостью и проницаемостью образцов керна, которые представлены терригенными породами (рис. 3.1.1).

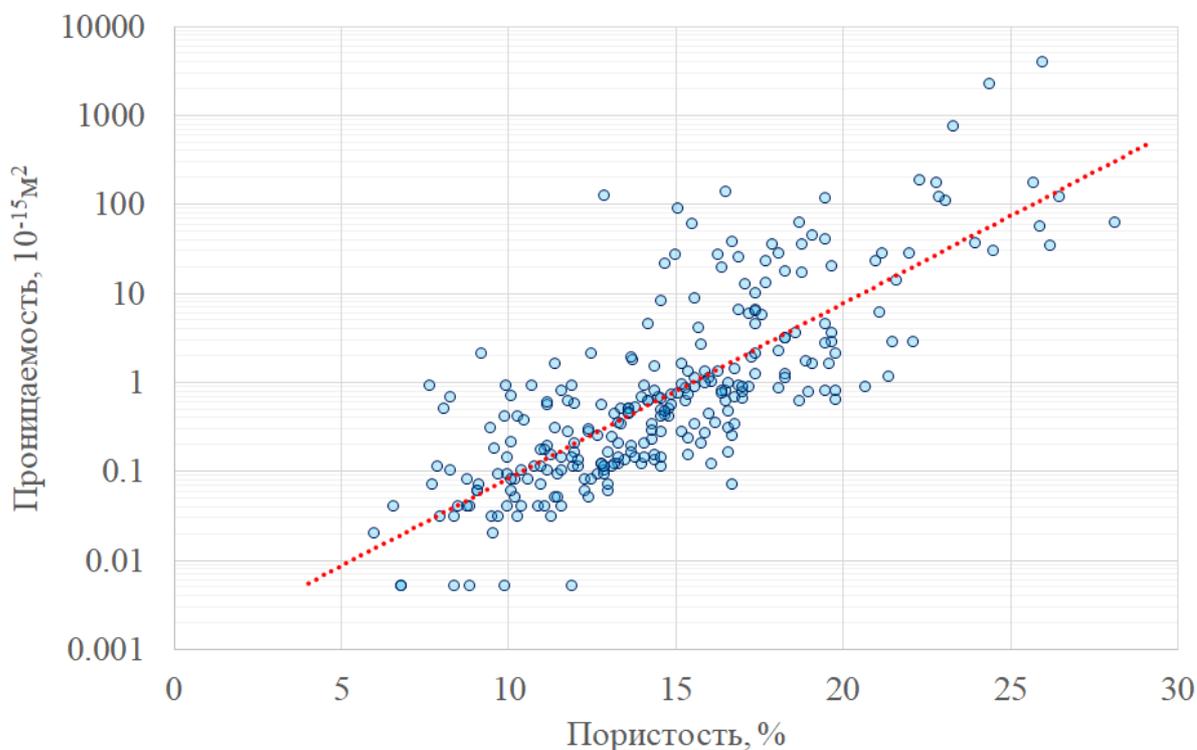


Рис. 3.1.1 Соотношение пористости и проницаемости пород тюменской свиты Даниловского месторождения³⁸

В процессе применения математических методов возникают различные виды и типы сложных моделей. С учетом этих условий оценка суммарных погрешностей результатов, рекомендуемых в традиционной практике, определена как недостаточно корректная, так как не берет в счет реальные функции распределения вероятностей исходных данных [22].

В пределах исследуемой территории выделяются в основном 4 класса коллектора: 3 (проницаемость от 100 до 500 10⁻¹⁵м²), 4 (от 10 до 100 10⁻¹⁵м²), 5 (от 1 до 10 10⁻¹⁵м²) и 6 (от 0,1 до 1 10⁻¹⁵м²). Вначале рассчитывалась вероятность превышения определённого порога проницаемости (0,1·10⁻¹⁵ м² для группы коллекторов 1-6 классов; 1·10⁻¹⁵ м² – 1-5 классов; 10·10⁻¹⁵ м² – для

³⁸ Выполнено автором

1-4 классов и $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – для 1-3 которая с квадратичным коэффициентом корреляции 0,92–0,97 описывалась эмпирической (формула 3.1.1) [54].

$$P_K^K = 1 - \exp[-\exp(A \times K_{\Pi}^K - B)] \quad (3.1.1)$$

P_K^K - вероятность отнесение образца к коллекторам, д. ед.;

K_{Π}^K - пористость, определенная по керну, д. ед.,

A, B - коэффициенты пропорциональности.

Пласт имеет более сложное строение, чем единичный образец. В его составе фильтрационно-ёмкостные свойства не остаются постоянными, как по площади, так и по разрезу. Также по материалам интерпретации промыслово-геофизических кривых мы определяем только среднее значение пористости слоёв, тогда как в пласте имеет место разброс величин данного параметра. Соответственно фильтрационные свойства отложений также остаются непостоянными. В связи с этим для адаптации полученных зависимостей при изучении продуктивных отложений более высокого иерархического уровня (масштаб пласта, ячейки геологической модели) целесообразно использовать метод Монте-Карло [21,65].

Метод Монте-Карло является математическим методом, который базируется на основных понятиях теории вероятности и математической статистики. Он относится к численным методам, поскольку используется математическое преобразование исходных случайных величин и построение статистических оценок для этих величин. Необходимо отметить, что данный метод применяется недостаточно часто в связи с необходимостью проведения большого объема вычислений. Это связано с тем, что все операции выполняются исключительно с математической моделью объекта или системой, и применение метода подразумевает их создание. В основном это статистические модели, так как аналитические можно отнести к более неопределенным за счет составления на основании принятых допущений и упрощений, несмотря на развитую теорию аналитических методов [57]. Данный метод относится к методу имитационного моделирования модели, за

счет имитации процесса при использовании вычислительных и логических операций в заданной последовательности, характерной для моделируемого процесса. В роли математической модели представлен некий алгоритм моделирования, описывающий различные явления исследуемого процесса.

На основании вышесказанного обосновано применение вероятностных методов прогнозирования фильтрационных свойств при построении геологических моделей.

Интерпретация полученных результатов в виде вероятностных кривых упрощает решение поставленных задач на каждом этапе обработки данных, с целью выявления неких закономерностей, прогнозирования и оценки месторождения полезных ископаемых. Таким образом, метод Монте-Карло позволяет получить количественную характеристику с точки зрения оценки неопределенности получаемых результатов, когда информация о данных имеет нечеткий характер.

По результатам лабораторных исследований керна построены искомые зависимости соотношение пористости и вероятности существования различных классов коллекторов (рис. 3.1.2–3.1.8). Здесь следует отметить, что в настоящее время исследованиям низкоёмких проницаемых пород не уделяется должное внимание. Такие образцы изучаются очень редко. Как правило, среди общей коллекции в ёмкостную группу попадает меньше 5–10 образцов. Кроме этого, использование традиционных методов анализа пород с очень маленькими значениями проницаемости (меньше 10^{-15} м^2), которые в настоящее время исключаются из подсчёта запасов. Достаточно часто допускаются существенные погрешности. В связи с этим при анализе пород 6 класса в области низких значений пористости фиксируется большой разброс значений. При расчёте кривых вероятности для данного класса исключались значения, которые рассчитаны для ёмкостных групп, содержащих меньше 5 образцов.

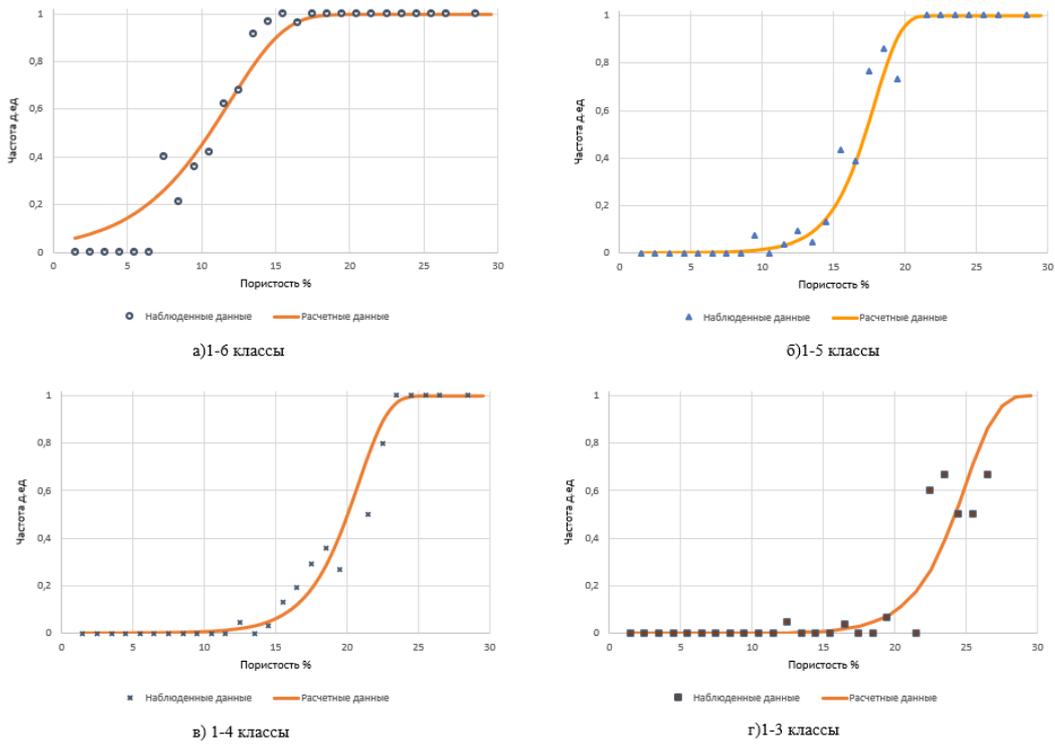


Рис. 3.1.2 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов тюменской свиты Даниловского месторождения³⁹

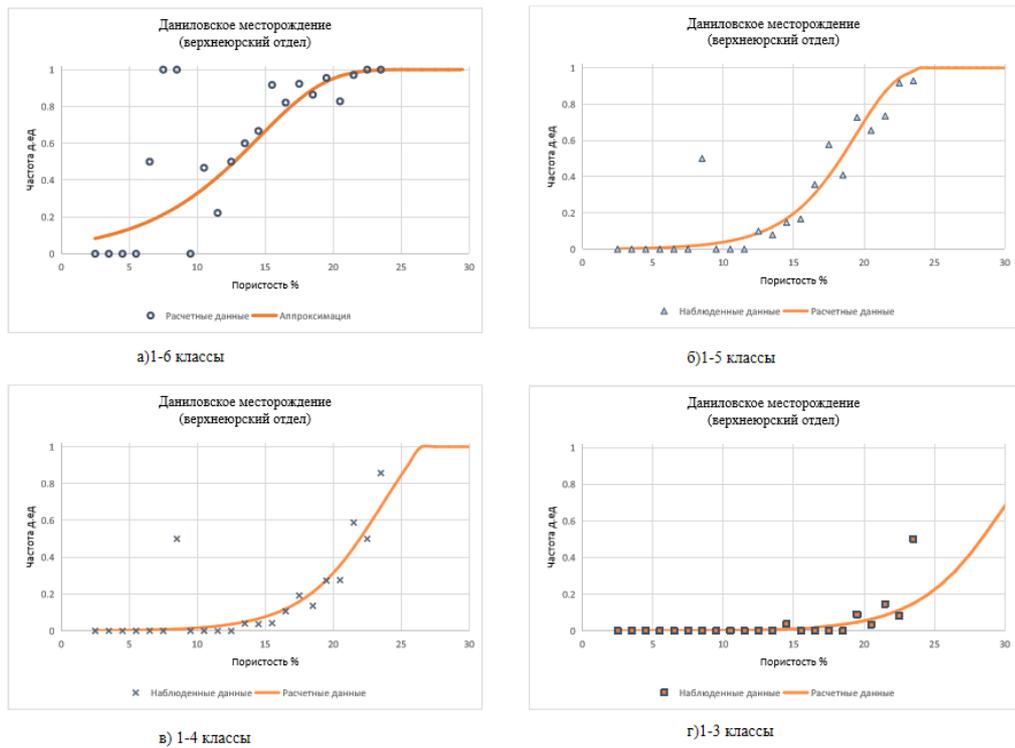


Рис. 3.1.3 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов абалакской свиты Даниловского месторождения⁴⁰

³⁹ Выполнено автором

⁴⁰ Выполнено автором

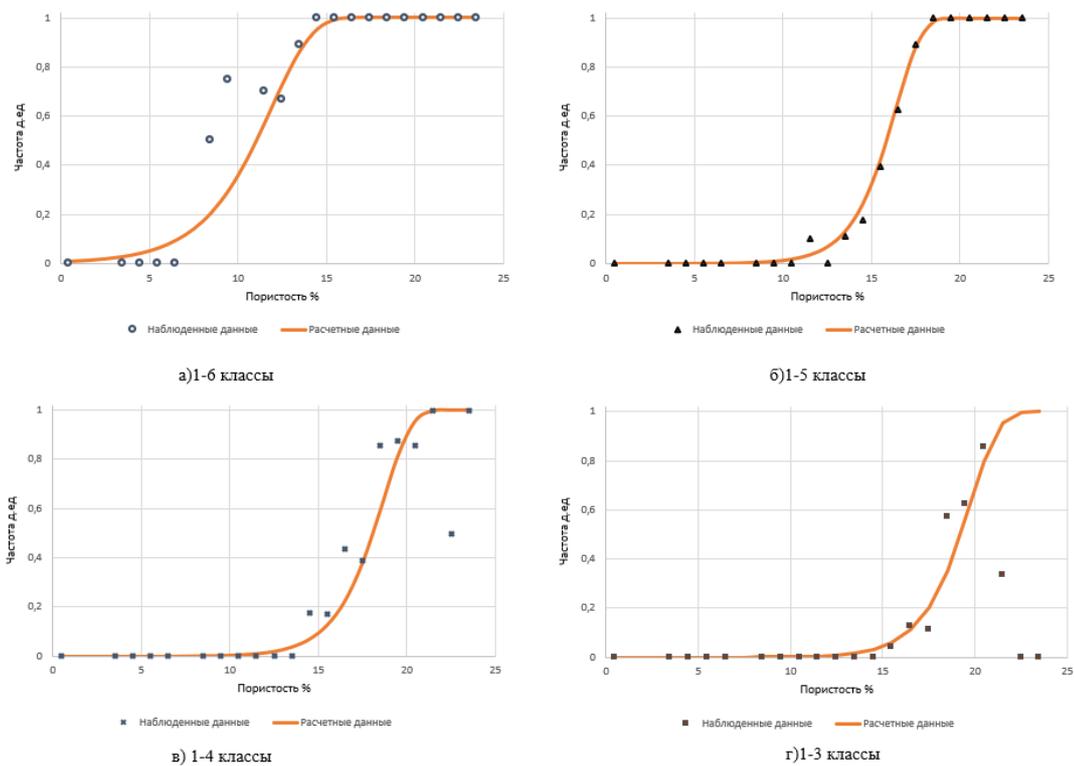


Рис. 3.1.4 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов тюменской свиты Лазаревского месторождения⁴¹

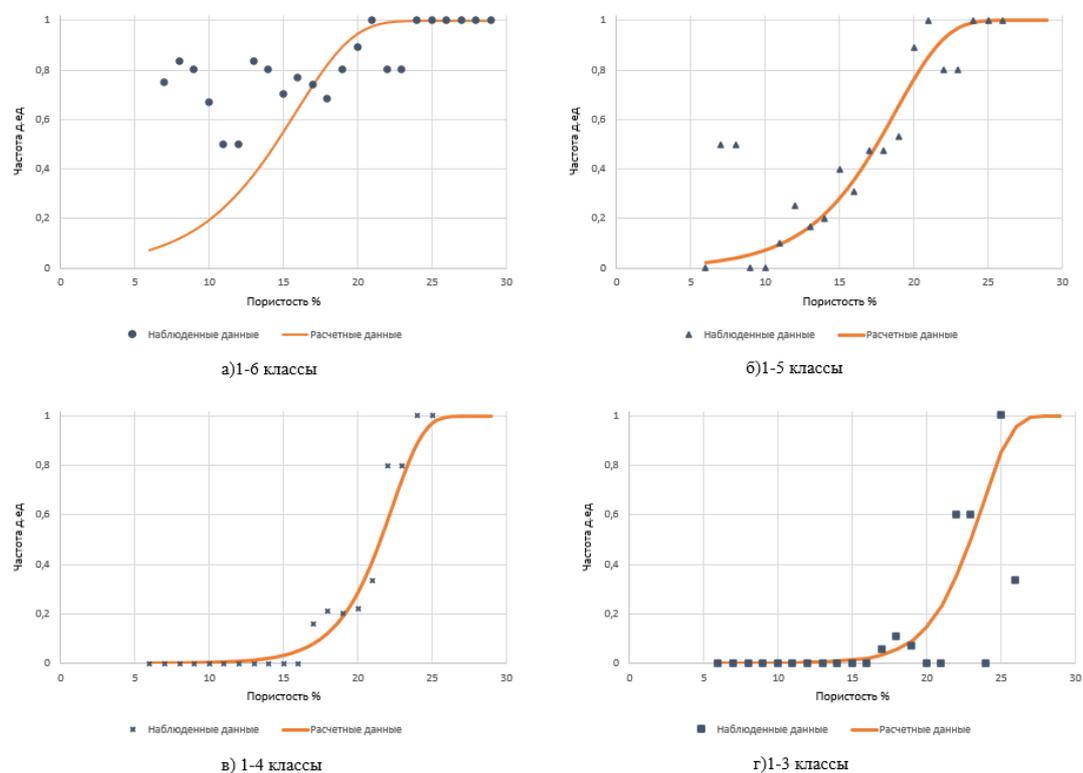


Рис. 3.1.5 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов тюменской свиты Андреевского месторождения⁴²

⁴¹ Выполнено автором

⁴² Выполнено автором

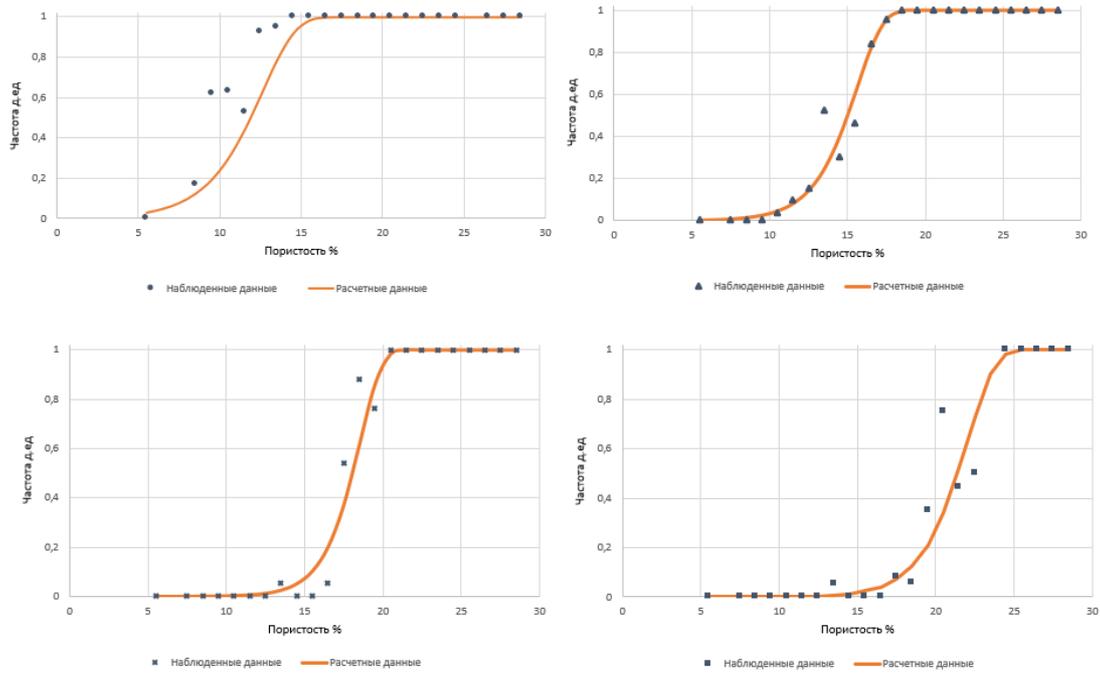


Рис. 3.1.6 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов тюменской свиты Узбекского месторождения⁴³

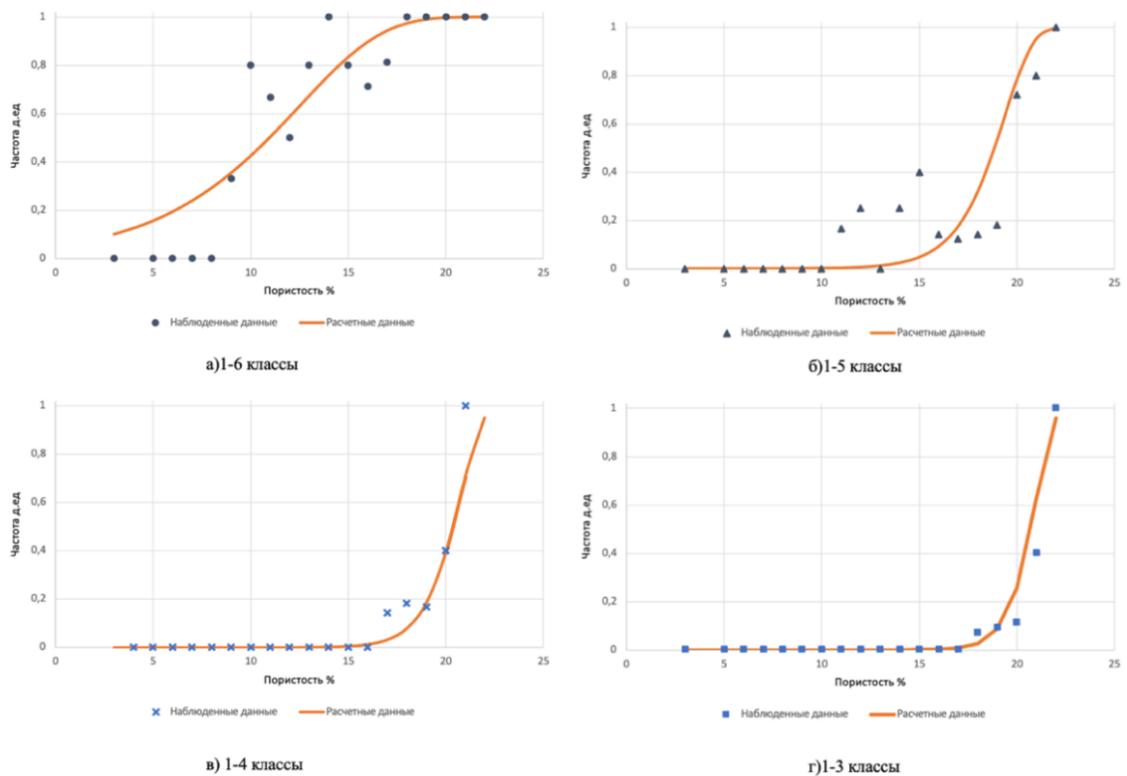


Рис. 3.1.7 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов абалакской свиты Узбекского месторождения⁴⁴

⁴³ Выполнено автором

⁴⁴ Выполнено автором

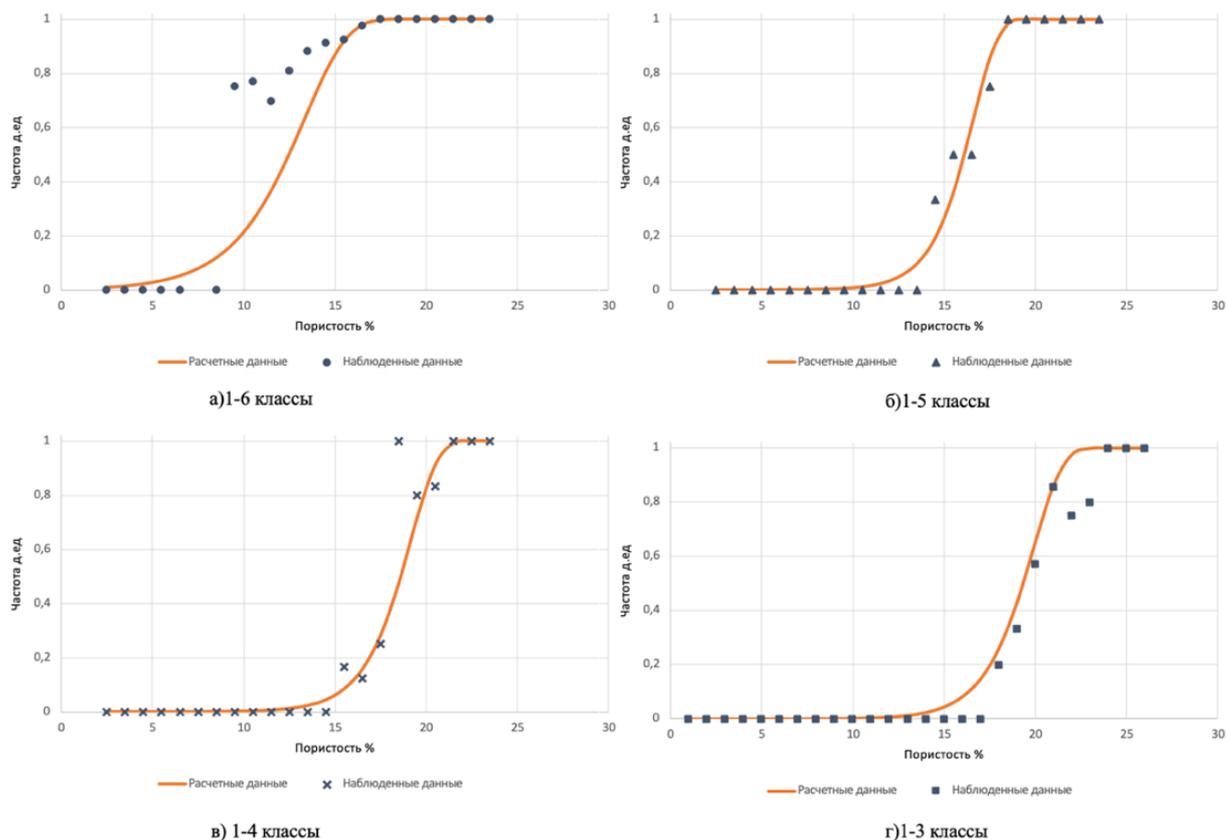


Рис 3.1.8 Соотношение пористости вероятности существования различных классов коллекторов абалакской свиты Тальникового месторождения⁴⁵

В данном случае предлагается представить пласт (ячейку) как совокупность бесконечно большого количества образцов, пористость которых будет задаваться с помощью генератора случайных чисел. При этом необходимо соблюдение ряда условий. Во-первых, средняя пористость виртуальной выборки образцов будет равняться значению данного параметра, принятого для соответствующего пласта или ячейки [54].

Во-вторых, генерация величин ёмкостных свойств условных пород будет осуществляться в соответствии с выбранным законом распределения (нормальный, логнормальный и т. д.).

В-третьих, задаётся интервал изменения искомого параметра.

В данном примере был выбран логнормальный закон распределения и среднеквадратическое отклонение составило половину значения пористости,

⁴⁵ Выполнено автором

соответствующей среднему значению ячейки. Затем следует для каждого виртуального образца определить по формуле 3.1.1 вероятность преодоления каждого из обозначенных пороговых барьеров проницаемости и рассчитать её среднее значение для виртуальных образцов каждой условной выборки с соответствующей средней пористостью, после аппроксимировать связь между данным показателем и пористостью с помощью формулы 3.1.2.

$$P_K^{\Pi} = 1 - \exp[-\exp(A_1 \cdot K_{\text{пор}}^2 + B_1 \cdot K_{\text{пор}} + C)] \quad (3.1.2)$$

P_K^{Π} - вероятность существования проницаемости пласта не менее порогового значения для соответствующей совокупности классов, д. ед.;

$K_{\text{пор}}$ - пористость пласта, д. ед.;

A_1, B_1, C - коэффициенты пропорциональности.

Следует отметить, что рассматриваемые функции (формулы 3.1.1 и 3.1.2) характеризуется хорошо выраженной асимптотикой в области низких и высоких значений. Для наименьших величин пористости возможность существования коллектора практически приближена к 0, и, наоборот, при очень больших значениях пористости рассматриваемая вероятность стремиться к 1. Кроме этого представляется логичным то обстоятельство, что чем больше порог фильтрационных свойств, тем меньше вероятность существования соответствующей группы коллекторов [7,21].

Для отложений тюменской свиты по ряду месторождений, по которым имелось достаточно большое количество определений по керну коллекторских свойств, были построены искомые зависимости, адаптированные к масштабу пласта (формула 3.1.2, рис 3.1.9). В последующем полученные эмпирические функции были использованы для определения вероятностей существования каждого класса коллектора для всех месторождений исследуемой территории. Необходимо определить разность функций распределений соседних групп классов. Таким образом, можно рассчитать вероятность формирования коллектора определённого класса интересующей ячейки с определённой пористостью (формула 3.1.3).

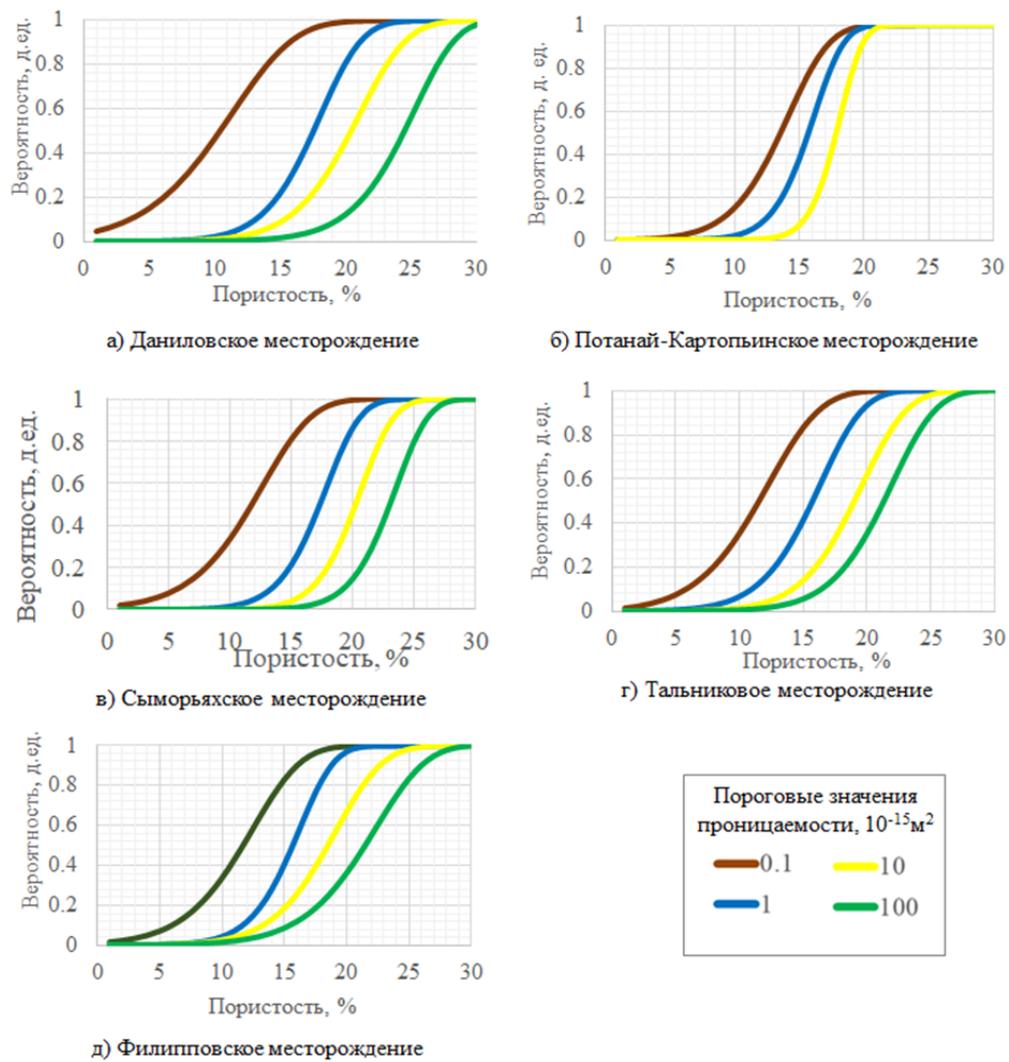


Рис. 3.1.9. Пример графиков вероятностей превышения ряда пороговых значений проницаемости продуктивных отложений среднеюрского отдела Шаимского района.⁴⁶

$$P_{\text{Кпор}_i}^{N_{\text{кл}}} = P_{\text{Кпор}_i}^{1-N_{\text{кл}}} - P_{\text{Кпор}_i}^{1-(N-1)_{\text{кл}}} \quad (3.1.3)$$

- где $P_{\text{Кпор}_i}$ - вероятность формирования коллектора определённого класса
- $P_{\text{Кпор}_i}^{N_{\text{кл}}}$ - вероятность существования коллектора N-го класса в i-ой ячейке геологической модели, д. ед.;
- $P_{\text{Кпор}_i}^{1-N_{\text{кл}}}$ - вероятность существования коллекторов 1-N классов в i-ой ячейке геологической модели, д. ед.;
- $P_{\text{Кпор}_i}^{1-(N-1)_{\text{кл}}}$ - вероятность существования коллекторов 1-(N-1) классов в i-ой ячейке геологической модели, д. ед.

3.2 АВТОМАТИЗАЦИЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДОВ

⁴⁶ Страхов П. Н., Маркелова А. А. Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2022. Т. 23. № 3. С. 224–231 [50]

Вопрос прогнозирования проницаемости является актуальной темой для исследований. На основании выявленных зависимостей предлагается автоматизированный расчёт гистограмм проницаемости для каждой ячейки геологической модели с использованием алгоритма программы для электронно-вычислительных машин.

Методика выражена в программном обеспечении, которое обрабатывает параметры в автоматическом режиме, затем позволяет произвести расчет гистограмм проницаемости и остаточной водонасыщенности. Программа представляет собой расчёты вероятности существования коллекторов определённых классов по материалам лабораторных исследований керна. Разработана автоматизированная система расчета коэффициентов нефтенасыщенности ячеек геологической модели на основе вероятностных методов [20].

Данная методика основана на логнормальном распределении.

Функция логнормального распределения

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x \frac{1}{x} e^{-\frac{(\ln x - M(x))^2}{2\sigma^2}} dx \quad (3.2.1)$$

Выражение распределения плотности вероятности логнормального распределения:

$$p(x) = \frac{1}{\sigma_{\ln} \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - M(\ln x))^2}{2\sigma^2}} \quad (3.2.2)$$

где $\bar{x} = M(x) = e^{M_{\ln x} + \frac{\sigma_{\ln}^2}{2}}$, $\sigma^2 = e^{2\bar{x} + \sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1)$, \ln - натуральный логарифм,
 $M_o < M_e < \bar{x}$

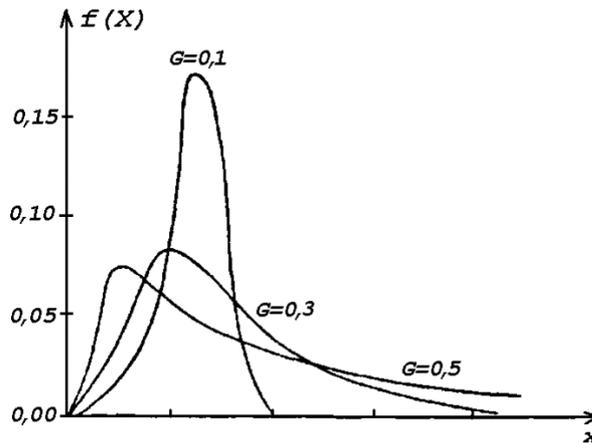


Рис 3.2.1 Пример графика функции плотности логнормального распределения.⁴⁷

Логнормальное распределение подходит для описания гранулометрических характеристик кластических осадочных пород. Так же логнормальное распределение часто применяется при изучении неоднородностей коллекторских свойств продуктивных отложений [21].

В условиях ограничения подбора подходящей аппроксимации, например, для более узкого представления обширной выборочной информации логнормальный закон нередко является самой подходящей моделью.

Входными файлами являются числовые таблицы, которые представлены выборкой результатов анализов керна. В данной работе рассматриваются пары значений пористости и проницаемости, остаточной водонасыщенности и пористости. Запуск программы производится из командной строки с именем входного файла, который находится в соответствующий директории.

Например, `:/permeability <ny-data.txt` – Данный файл является входным, он содержит пары значений пористости и проницаемости определенного месторождения.

После загрузки входных данных появляется таблица, которая представляет собой некую классификацию.

⁴⁷ Выполнено автором

#	load	84 points					
#	Por.	Cnt.	P5	P4	P3	P2	P1
0.030	1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.040	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.050	0						
0.060	4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.070	4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.080	4	0.250	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.090	9	0.111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.100	3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.110	2	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.120	5	0.200	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.130	9	0.333	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.140	7	0.714	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.150	5	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.160	9	1.000	0.667	0.000	0.000	0.000	0.000
0.170	10	1.000	0.700	0.000	0.000	0.000	0.000
0.180	7	1.000	1.000	0.429	0.143	0.143	0.143
0.190	2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
0.200	1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Рис 3.2.2 Пример данных входных параметров.⁴⁸

Первая колонка представляет собой значение пористости. Вторая колонка представляет собой количество данных с определенной пористостью из всей выборки. Далее колонки представляют собой разбиение на классы, для каждой ёмкостной группы определяется доля пород (Рк), имеющих проницаемость больше определённого критического значения (рассчитываются варианты, при которых критическое значение больше: а) 0.1 мД (классы коллекторов 1 - 6); б) 0.1 - 1 мД (классы коллекторов 1 - 5); в) 10 мД (классы коллекторов 1 - 4); г) - 100 мД (классы коллекторов 1 - 3); г) - 500 мД (классы коллекторов 1 - 2); д) - 1000 мД (класс коллекторов 1); Далее по формуле (3.1.1) определяются коэффициенты А и В для каждого класса, то есть 5 пар значений. Для нахождения коэффициентов был использован метод наименьших квадратов.

⁴⁸ Выполнено автором

```

# fit result 11 niter 1000
# a 15.018409 b 278.421071
 0.500      0.000      0.000
 1.500      0.000      0.000
 2.500      0.000      0.000
 3.500      0.000      0.000
 4.500      0.000      0.000
 5.500      0.000      0.000
 6.500      0.000      0.000
 7.500      0.000      0.000
 8.500      0.000      0.000
 9.500      0.000      0.000
10.500      0.000      0.000
11.500      0.000      0.000
12.500      0.000      0.000
13.500      0.000      0.000
14.500      0.000      0.000
15.500      0.000      0.000
16.500      0.000      0.000
17.500      0.000      0.000
18.500      0.429      0.429
19.500      1.000      1.000

```

Рис.3.2.3 Пример нахождения коэффициентов пропорциональности (А,В)⁴⁹

Затем моделируем для каждой емкостной группы пористость образцов виртуальной коллекции с помощью генератора случайных чисел. Принимается логнормальный закон распределения. При этом должны соблюдаться следующие условия:

1. Средняя пористость каждой условной выборки равняется пористости соответствующей ячейки геологической модели.

2. Для коллекции виртуальных образцов ячейки характерно логнормальное распределение пористости. В принципе, в зависимости от конкретных геологических условий можно модернизировать функцию распределения пористости коллекции условных образцов.

3. Отклонение пористости коллекции виртуальных образцов в основном не превышает половину значения, принятого для соответствующей ячейки геологической модели.

Пользуясь аппроксимацией для каждого из сгенерированных значений, рассчитывается значения для каждого класса (1–5).

⁴⁹ Выполнено автором

```

# begin generate
0.50 5.320218e-04 1.520830e-08 0.000000e+00 0.000000e+00 0.000000e+00
1.50 1.028226e-03 9.969536e-08 0.000000e+00 0.000000e+00 0.000000e+00
2.50 2.436502e-03 1.276931e-05 0.000000e+00 0.000000e+00 0.000000e+00
3.50 6.603314e-03 3.529434e-04 1.224703e-04 1.168261e-04 1.168261e-04
4.50 1.652601e-02 1.956130e-03 6.941623e-04 6.679136e-04 6.679136e-04
5.50 3.486702e-02 6.490598e-03 2.844329e-03 2.750907e-03 2.750907e-03
6.50 6.322079e-02 1.568815e-02 7.861316e-03 7.666000e-03 7.666000e-03
7.50 1.020096e-01 3.087540e-02 1.625791e-02 1.583867e-02 1.583867e-02
8.50 1.497927e-01 5.361614e-02 2.983223e-02 2.918165e-02 2.918165e-02
9.50 2.042120e-01 8.406904e-02 4.920408e-02 4.821411e-02 4.821411e-02
10.50 2.628029e-01 1.212099e-01 7.530838e-02 7.385541e-02 7.385541e-02
11.50 3.232607e-01 1.638721e-01 1.065318e-01 1.047048e-01 1.047048e-01
12.50 3.835586e-01 2.107111e-01 1.428273e-01 1.405290e-01 1.405290e-01
13.50 4.420713e-01 2.603765e-01 1.830147e-01 1.801953e-01 1.801953e-01
14.50 4.976950e-01 3.114483e-01 2.253785e-01 2.223136e-01 2.223136e-01
15.50 5.497791e-01 3.623324e-01 2.714173e-01 2.678859e-01 2.678859e-01
16.50 5.979828e-01 4.122749e-01 3.166199e-01 3.128248e-01 3.128248e-01
17.50 6.421901e-01 4.603732e-01 3.623530e-01 3.584455e-01 3.584455e-01
18.50 6.824000e-01 5.062697e-01 4.075107e-01 4.034246e-01 4.034246e-01
19.50 7.187034e-01 5.497587e-01 4.502981e-01 4.462276e-01 4.462276e-01
20.50 7.512736e-01 5.906389e-01 4.921243e-01 4.880762e-01 4.880762e-01
21.50 7.803556e-01 6.287860e-01 5.322535e-01 5.279811e-01 5.279811e-01
22.50 8.062401e-01 6.640720e-01 5.696726e-01 5.655761e-01 5.655761e-01

```

Рис.3.2.4 Пример расчета аппроксимации через генератор случайных чисел.⁵⁰

Затем зависимость вероятности $P_{пк}$ для геологической ячейки от пористости аппроксимировалась эмпирической формулой 3.1.2.

```

# begin fit generated class distributions
# fit result 0 niter 50
# a1 -0.001548 b1 0.199508 c1 -3.126485
0.500 0.001 0.047
1.500 0.001 0.057
2.500 0.002 0.069
3.500 0.007 0.083
4.500 0.017 0.099
5.500 0.035 0.118
6.500 0.063 0.140
7.500 0.102 0.164
8.500 0.150 0.193
9.500 0.204 0.224
10.500 0.263 0.260
11.500 0.323 0.299
12.500 0.384 0.341
13.500 0.442 0.387
14.500 0.498 0.435
15.500 0.550 0.486
16.500 0.598 0.539
17.500 0.642 0.592
18.500 0.682 0.645
19.500 0.719 0.696

```

Рис. 3.2.5 Пример расчета коэффициентов пропорциональности (А,В,С)⁵¹

На основании рассчитанных функций, описывающих связь возможности преодоления порогового значения проницаемости для соответствующих

⁵⁰ Выполнено автором

⁵¹ Выполнено автором

групп классов коллекторов, рассчитывается вероятность существования определённого класса коллектора для ячейки геологической модели с известной средней пористостью [18, 19, 20].

Необходимо определить разность функций распределений соседних групп классов. Таким образом, вероятность формирования коллектора определённого класса интересующей ячейки с определённой пористостью ($K_{пор i}$) будет рассчитана по формуле 3.1.3. В результате создается основа для расчёта гистограмм проницаемости для каждой ячейки геологической модели определённого класса проницаемости [52,70].

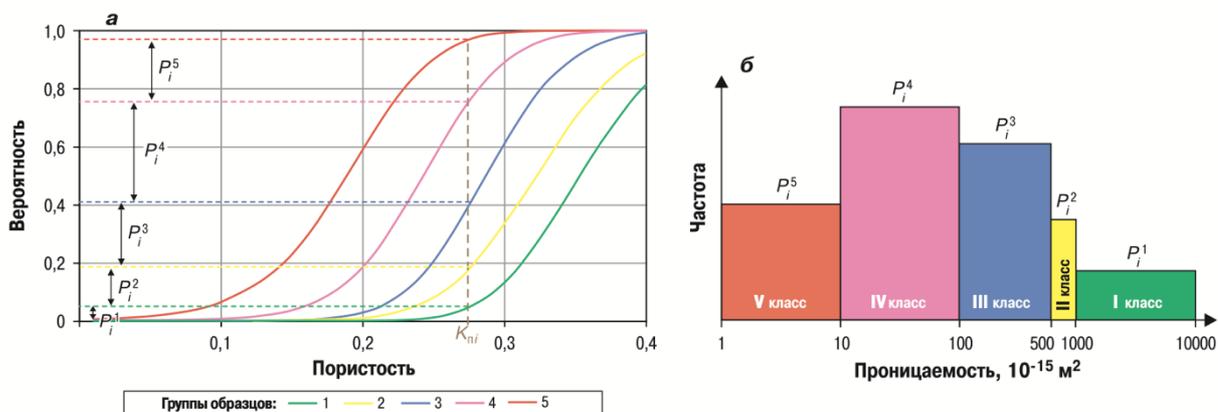


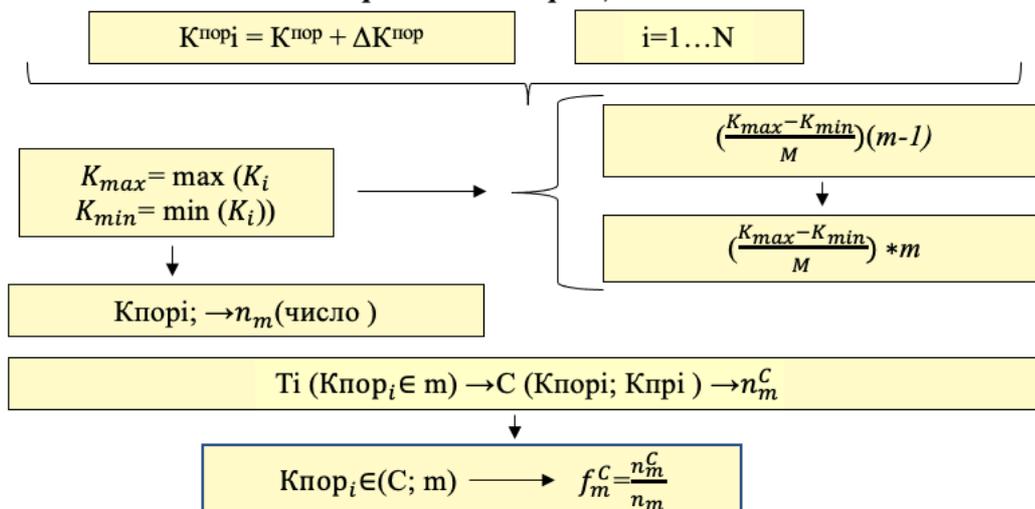
Рис 3.2.6. Пример вероятностного расчета содержания коллекторов различных классов в ячейке геологической модели: *a* – зависимости вероятности формирования коллектора от пористости ячеек геологической модели по группам образцов; *б* – распределение проницаемости *i*-й ячейки геологической модели ⁵²

⁵² Страхов П. Н., Белова А. А., Маркелова А. А., Страхова Е. П. Учет неоднородности продуктивных отложений при построении геологических моделей с целью повышения эффективности водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. - 2021. - №2. - С. 46–49 [52]

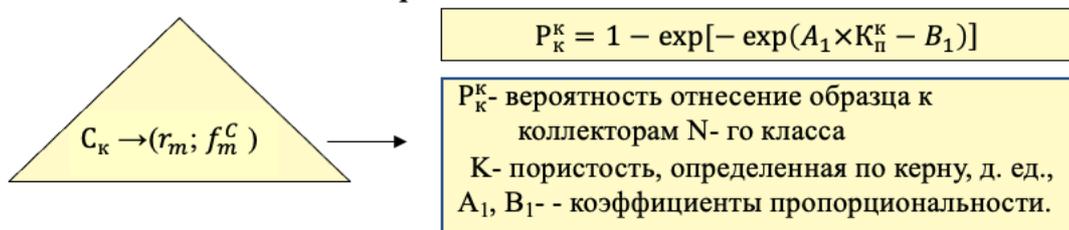
I. Ввод и первичная обработка данных

Ввод: N пар значений $K_{пор}$; $T_{прон}$; Система $K_{пор_i}$; $T_{прон_i}$

II. Этап разделения образцов на классы



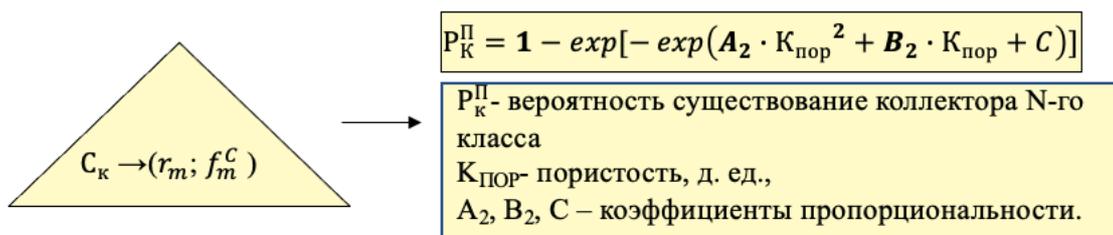
III. Аппроксимация соотношений пористости и превышение проницаемости граничного значения



IV. Нахождение классов распределения методом Монте-Карло

С помощью генератора случайных чисел каждому моделируемому образцу присваивается значение пористости, для которого рассчитывались частота превышения пороговых значений проницаемости.

V. Аппроксимация зависимости вероятности существования коллектора от пористости в масштабе ячейки



n_m - значение пористости, попадающие в интервал m ;

T_i - значение проницаемости к определенному классу коллекторов;

n_m^C - кол-во значений для каждого класса коллекторов и для каждого интервала m , соответствующие значениям проницаемости определенного класса ;

f_m^C - значения с определенным классом проницаемости и пористости из интервала m ;

r_m - множество точек сгенерированных значений пористости;

C_k - вероятность существования коллектора N-го класса.

Рис 3.2.7. Принципиальная блок-схема программы определения зависимости вероятности существования коллекторов определённого класса от пористости.⁵³

⁵³ Strakhov P.N., Markelova A.A. Probabilistic evaluation of the permeability of the rocks of the elementary cell of a geological model // SOCAR Proceedings. -2024.-No.2-P.056-060 [70].

3.3 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДОВ

В настоящее время преобладает способ построения моделей коэффициентов нефтегазонасыщенности в результате интерполяции скважинных данных с учётом положений контактов между соответствующими флюидами. При этом не принимается во внимание влияние коллекторских свойств на содержание остаточной водонасыщенности и, следовательно, на величину рассматриваемого коэффициента. Кроме этого, расчёт куба остаточной водонасыщенности должен способствовать повышению эффективности проектирования работ по освоению залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами [36, 69]. Методика и принцип работы программы при оценке параметра остаточная водонасыщенность учитывает характер изменений коллекторских свойств модели. В основе рассматриваемого способа оценки остаточной водонасыщенности лежат результаты определения петрофизических свойств пород в лабораторных условиях. От качества данных исследований во многом зависит точность оценки искомого параметра. В целом прослеживается общая тенденция уменьшения остаточной водонасыщенности образцов, по мере улучшения коллекторских свойств (рис. 3.3.1). Тем не менее, отмечается достаточно большой разброс значений, что обусловлено существованием вероятностного типа зависимости между рассматриваемыми параметрами.



Рис. 3.3.1. Пример соотношения остаточной водонасыщенности и пористости терригенных отложений залежи верхнеюрского отдела ⁵⁴

Разрабатываемый метод ориентирован на повышение надёжности оценки коэффициента нефтегазонасыщенности в объёме залежи на основании изучения учёта характера изменения остаточной водонасыщенности, которая находится в достаточно устойчивой вероятностной связи с коллекторскими свойствами, что позволяет рассчитать куб нефтенасыщенности. В основном, для чисто нефтяной зоны искомый коэффициент будет меньше пористости на величину объёма, занятого остаточной водой. В ходе работы образцы на основании анализа данного параметра были разбиты на 5 выборок. Первой соответствовали породы, для которых остаточная водонасыщенность изменялась в интервале от 0–20%, второй – 20–40%, третьей – 40–60%, четвёртой – 60–80%, пятой – 80–100%.

На начальном этапе для каждой выборки были определены соотношения пористости и вероятности не превышения соответствующего критического значения остаточной водонасыщенности (80%, 60%, 40%, 20%). Результаты были аппроксимированы эмпирической формулой 3.3.1 (рис. 3.3.2).

⁵⁴ Выполнено автором

$$P_{BC}^K = 1 - \exp[-\exp(A \times K_{II}^K - B)] \quad (3.3.1)$$

где P_{BC}^K - вероятность не превышения критического значения остаточной водонасыщенности пород, д. ед.;

K_{II}^K - пористость, определенная по керну, д. ед.,

A, B - коэффициенты пропорциональности.

Фактически на основании полученных эмпирических формул, аппроксимирующих соотношения исследуемых параметров, сложно прогнозировать величину интересующего показателя даже для отдельных образцов, так как существует возможность появления существенной погрешности. Дополнительные трудности возникают при изучении более крупных объектов, так как переход на более высокий масштабный уровень, как правило, сопровождается появлением побочных эффектов [52]. Простой расчёт с помощью формулы 3.3.1 соответствующих вероятностных характеристик при построении геологической модели сложно считать корректным. Для их использования при геологическом моделировании следует ввести поправки, учитывающие особенности смены масштаба исследований. При переходе к масштабу ячейки использован метод Монте-Карло. В последующем для виртуальных коллекций с помощью формулы 3.3.2 рассчитывались функции вероятности не превышения соответствующего порогового значения остаточной водонасыщенности. Вычислялось для каждой условной коллекции среднегеометрическое значение и аппроксимировалась зависимость искомого параметра от пористости (рис. 3.3.2). Для залежей сумма коэффициентов нефтегазонасыщенности и остаточной водонасыщенности практически равны 1.

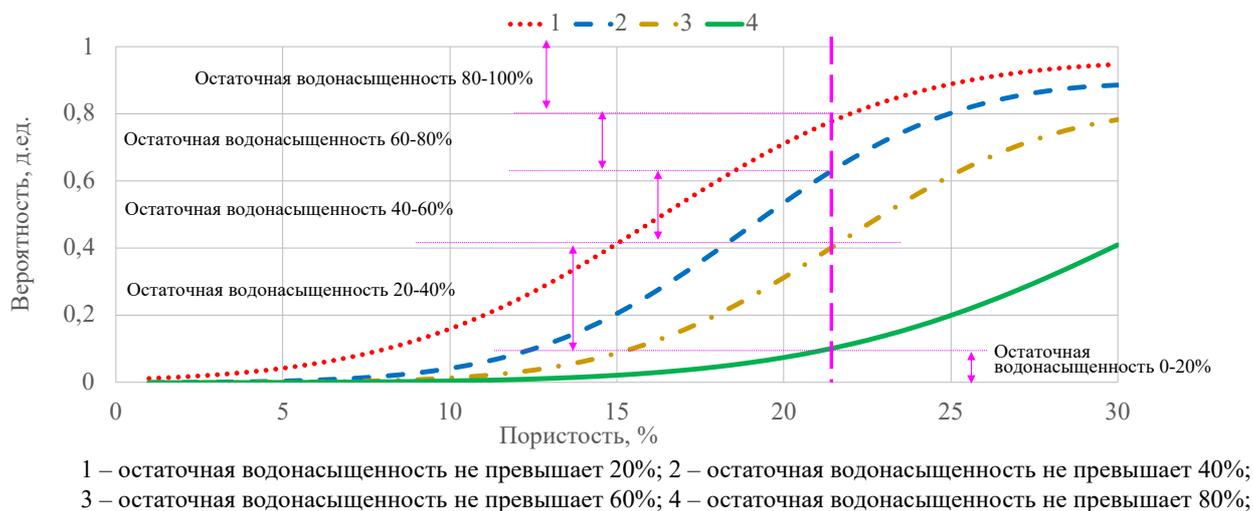


Рис 3.3.2 Соотношения вероятности не превышения критические значения остаточной водонасыщенности и пористости в масштабе ячейки геологической модели верхнеюрского отдела ⁵⁵

$$R_{\text{ов}}^{\text{п}} = 1 - \exp \left[- \exp \left(D_1 \cdot K_{\text{пор}}^2 + E_1 \cdot K_{\text{пор}} + F \right) \right] \quad (3.3.2)$$

где $R_{\text{ов}}^{\text{п}}$ - вероятность не превышения критического значения остаточной водонасыщенности отложений ячейки, д. ед.;

$K_{\text{пор}}$ - пористость ячейки, д. ед.;

D_1, E_1, F - коэффициенты пропорциональности

Данные функции, рассчитанные с помощью формулы 3.3.2, позволяют рассчитать гистограмму данного параметра для каждой ячейки. Для расчёта вероятности попадания в необходимый диапазон распространения пород с искомой остаточной водонасыщенностью необходимо найти разность функций распределений соответствующих верхнему и нижнему пределу выборок образцов, созданных с учётом значений остаточной водонасыщенности. Таким образом получаем основу для автоматического расчёта гистограммы остаточной водонасыщенности для каждой элементарной ячейки всей геологической модели одновременно (рис. 3.3.3). Реализация данного расчёта может быть осуществлена практически в любом

⁵⁵ Выполнено автором

программном пакете, ориентируемом на построение трёхмерной геологической модели [20]. Также расчёт вероятных величин, отражающих характер насыщения, и разброс значений всех ячеек целесообразно использовать при оценке геологических рисков освоения залежей нефти и газа.

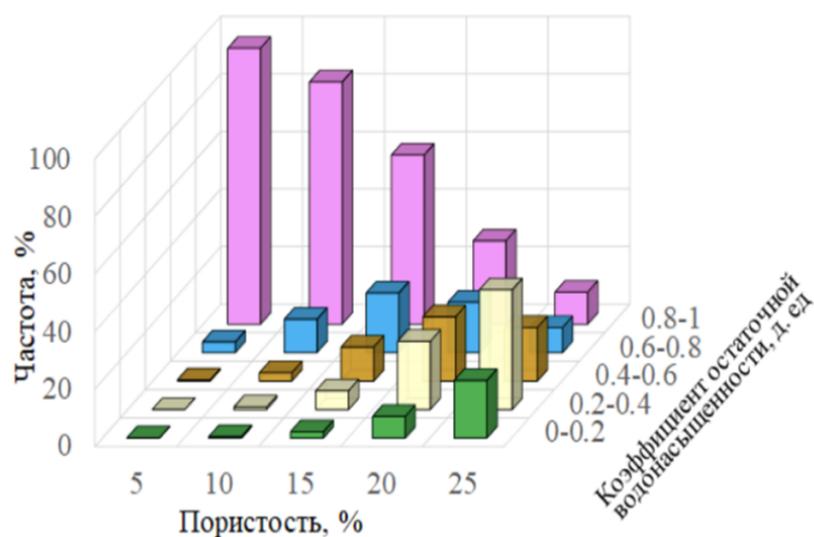


Рис 3.3.3. Пример гистограмм вероятности обнаружения различных групп коэффициентов остаточной водонасыщенности для различных значений пористости ⁵⁶

⁵⁶ Выполнено автором

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДОВ

4.1 ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ВЕРОЯТНОСТНЫХ И ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МЕТОДОВ

Как уже говорилось ранее, в пределах рассматриваемой территории Шаимского нефтегазоносного района выделено в основном 4 класса коллектора: 3 (проницаемость от 100 до 500 10^{-15} м^2), 4 (от 10 до 100 10^{-15} м^2), 5 (от 1 до 10 10^{-15} м^2) и 6 (от 0,1 до 1 10^{-15} м^2). По порядку рассчитывается вероятность превышения определённого порога проницаемости ($0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ для группы коллекторов 1-6 классов; $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – 1-5 классов; $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ – для 1-4 классов и $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ по формуле 3.1.1. Стоит отметить, что нецелесообразно использовать данную формулу в чистом виде при изучении строения пластов, ввиду изменений масштаба исследований. Пласт практически всегда имеет достаточно более сложное строение, чем единичный образец. В его составе отмечается изменения фильтрационно-емкостных свойств как по площади, так и по разрезу. Для адаптации исследуемых зависимостей к масштабу пласта целесообразно использовать метод Монте-Карло, описанный ранее в главе 3. Суть метода заключается в представлении пласта как совокупность бесконечно большого количества образцов. Пористость данной выборки задается при помощи генератора случайных чисел. Так же необходимо соблюдать ряд условий. Средняя пористость виртуальной выборки равна значению данного параметра, который принимается для каждого пласта или слоя. Генерация выбранных величин соответствует логнормальному закону распределения. Так же задается определенный интервал изменения исходного параметра.

По ряду месторождений исследуемой территории, по которым имелись данные, для отложений тюменской и абалакской свиты построены искомые зависимости, адаптированные к масштабу пласта [19, 50].

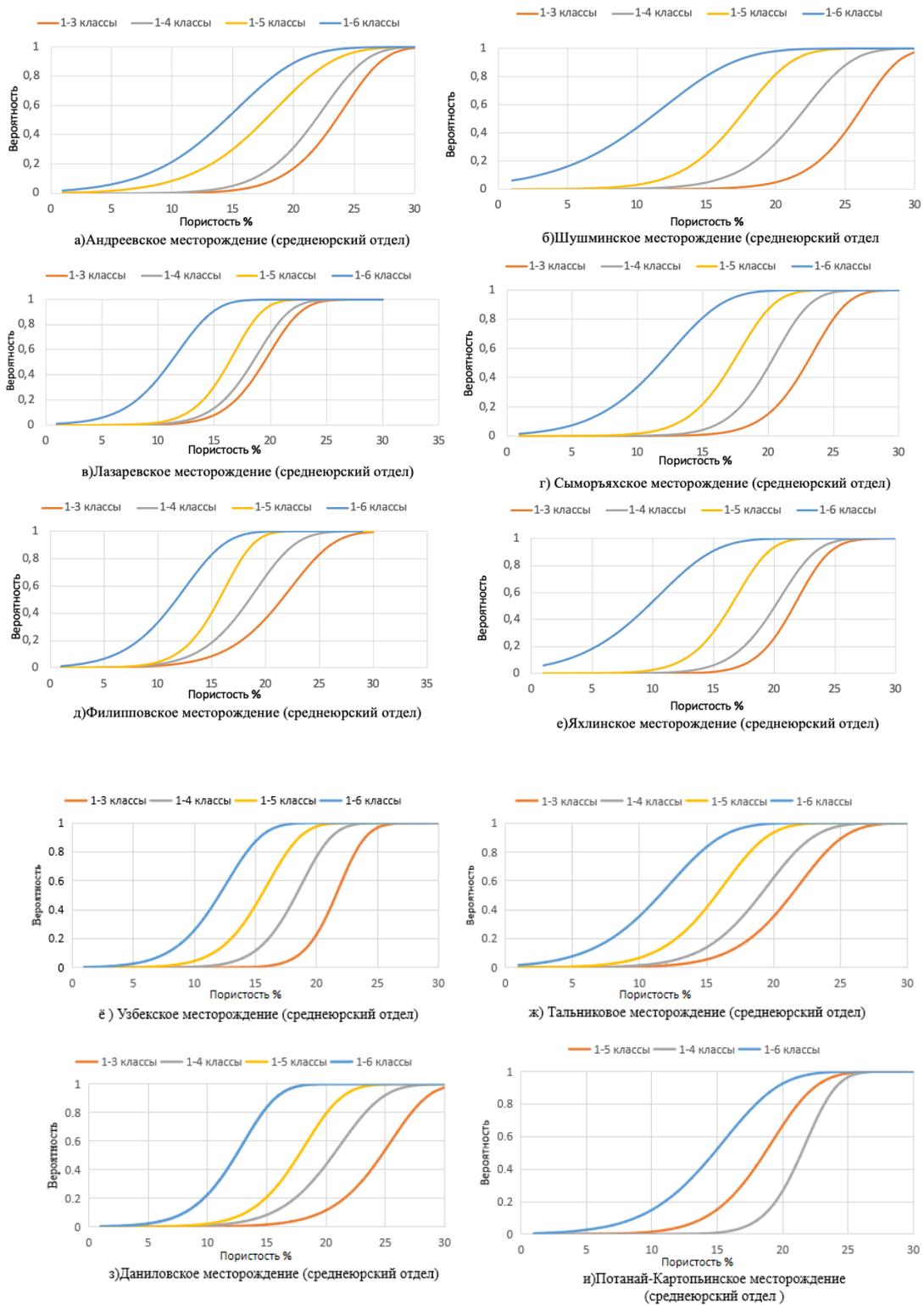


Рис. 4.1.1. Пример графиков соотношений вероятностей превышения ряда пороговых значений проницаемости и пористости продуктивных отложений тюменской свиты Шаимского района⁵⁷

⁵⁷ Выполнено автором

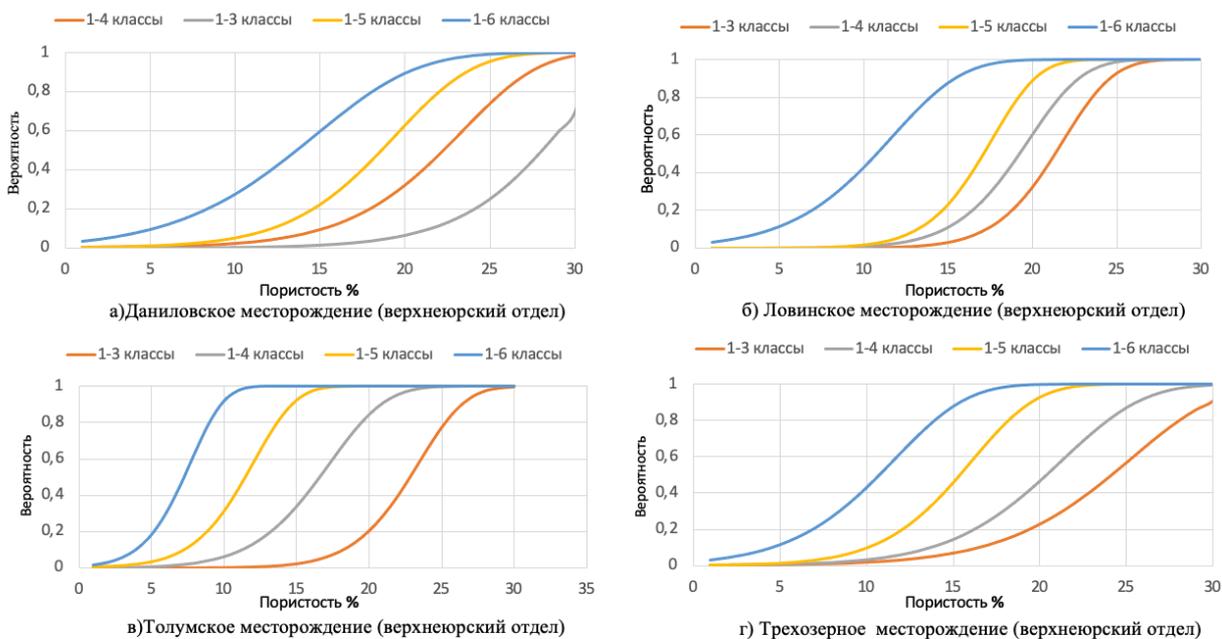


Рис. 4.1.2 Пример графиков соотношений вероятностей превышения ряда пороговых значений проницаемости и пористости продуктивных отложений абалакской свиты Шаимского района⁵⁸

На основании полученных функций, отражающих соотношения вероятности преодоления определённых пороговых значений проницаемости и пористости, можно рассчитать гистограммы фильтрационных свойств каждой ячейки для определенного месторождения. Вероятностью обнаружения пород определенного класса будет разность функций предыдущих классов. Присутствие каждого класса отражает кривая, которая показывает частоту присутствия пород, фильтрационно-ёмкостные свойства которых превышают определенное пороговое значение. Построены зависимости вероятности проницаемости от пористости ячеек геологической модели отложений тюменской и абалакской свиты Шаимского нефтегазоносного района (рис.4.1.3 - 4.1.4).

⁵⁸ Выполнено автором

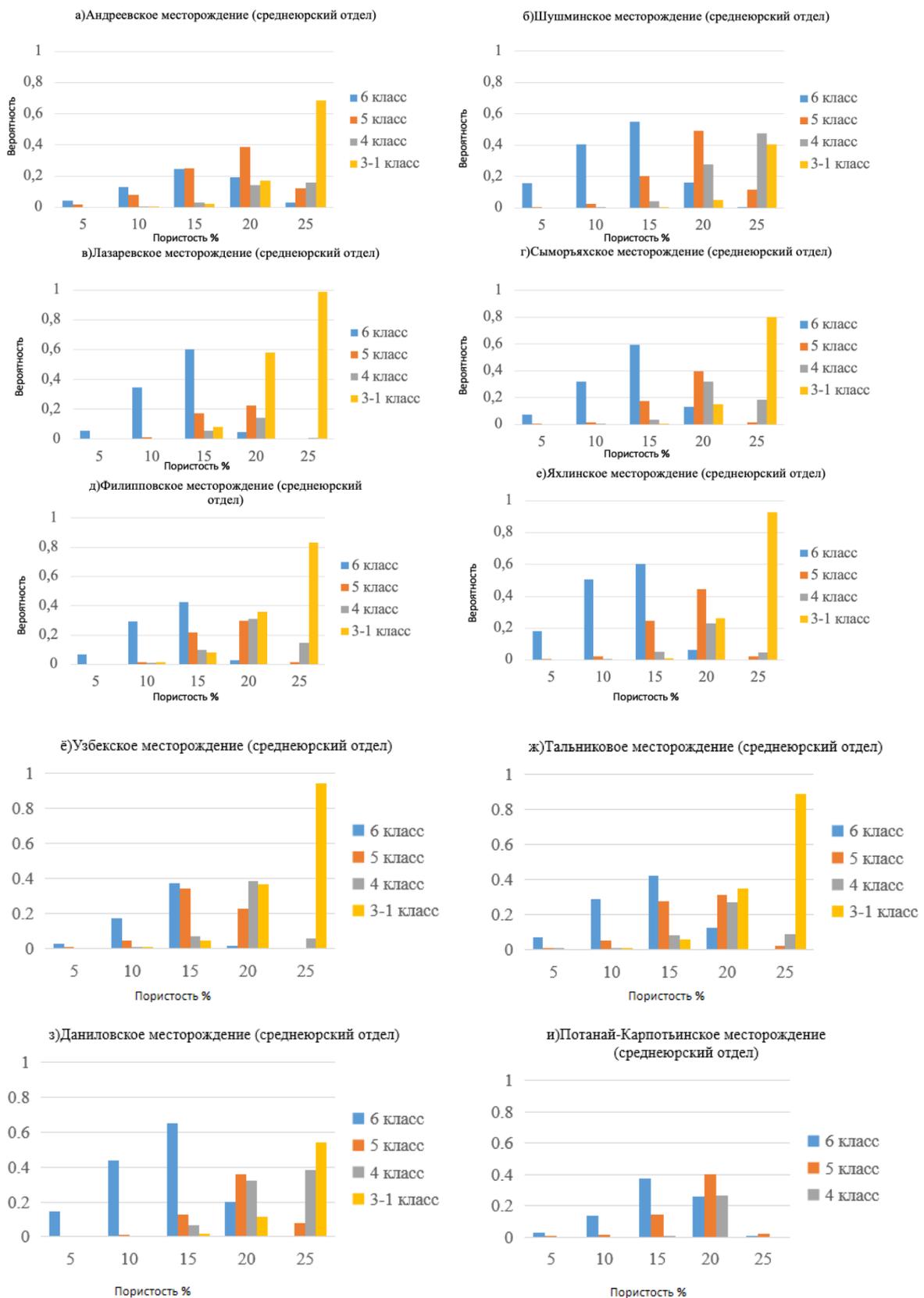


Рис 4.1.3 Пример зависимости вероятности проницаемости от пористости ячеек геологической модели отложений тюменской свиты Шаимского района ⁵⁹

⁵⁹ Выполнено автором

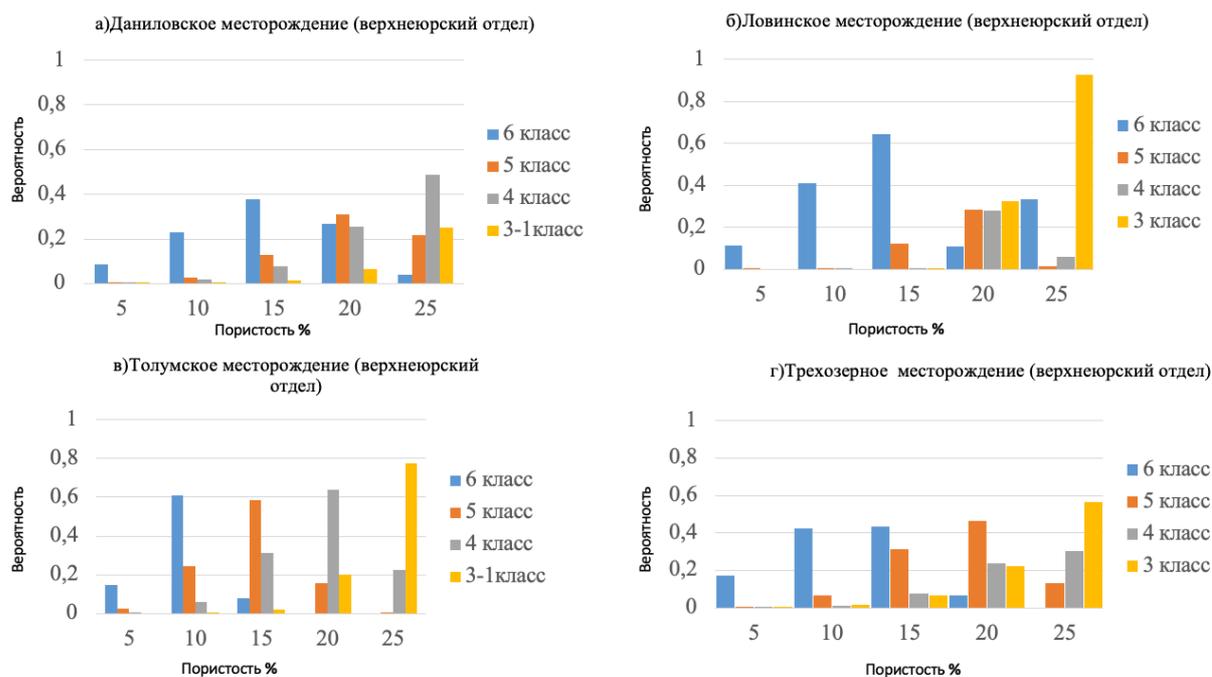


Рис. 4.1.4 Пример зависимости вероятности проницаемости от пористости ячеек геологической модели отложений абалакской свиты Шаимского района⁶⁰

На основании исследуемых зависимостей была построена геологическая модель пласта Ю-3 Новомостовского месторождения, отражающая вероятностный характер распространения пород коллекторов основных классов проницаемости. Тип напластования — параллельно подошвы. Размер ячеек составил 50·50·0,4 м. (рис. 4.1.5–4.1.8).

Коэффициент неоднородности определялся для каждой вертикальной колонки по следующей формуле:

$$K_H = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\text{ср}}} \quad (4.1.1)$$

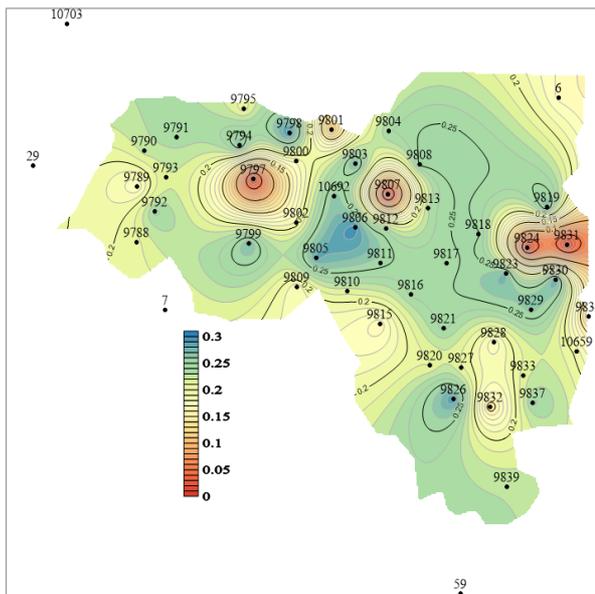
K_H - коэффициент неоднородности колонки ячеек модели;

P_{\max} - максимальное значение вероятности присутствия пород определённого класса колонки ячеек модели;

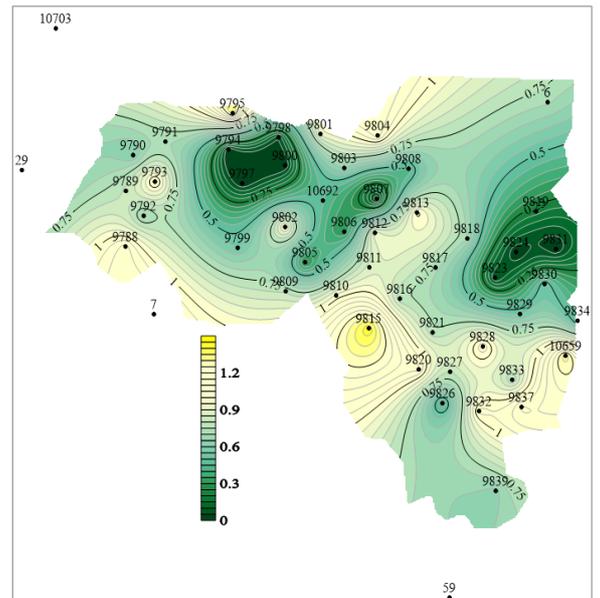
P_{\min} - минимальное значение вероятности присутствия пород определённого класса колонки ячеек модели;

$P_{\text{ср}}$ - среднее значение вероятности присутствия пород определённого класса колонки ячеек модели;

⁶⁰ Выполнено автором

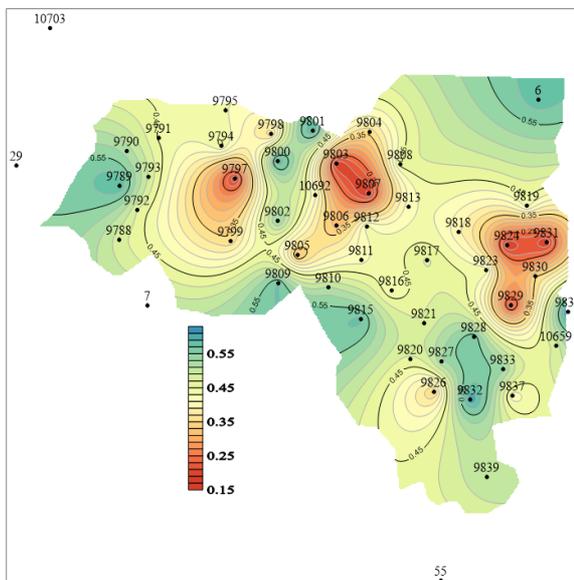


а) Вероятность встречаемости, д. ед.

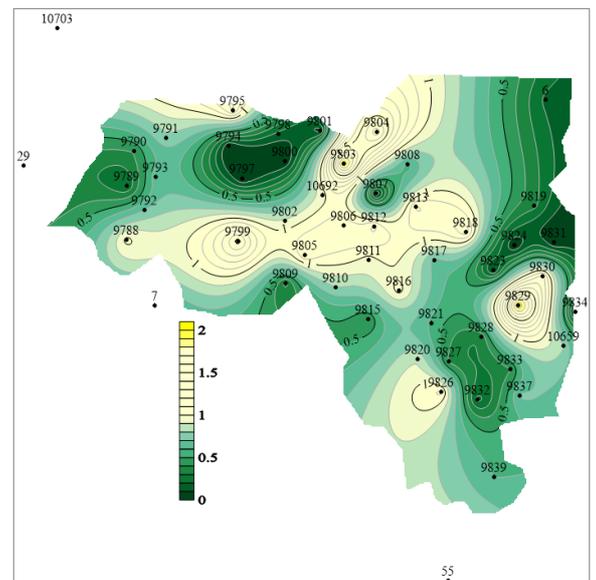


б) Коэффициент неоднородности, д. ед.

Рис. 4.1.7 Характеристика коллекторов 5 класса фрагмента геологической модели пласта ЮЗ Новомостовского месторождения⁶³



а) Вероятность встречаемости, д. ед.



б) Коэффициент неоднородности, д. ед.

Рис. 4.1.8 Характеристика коллекторов 6 класса фрагмента геологической модели пласта ЮЗ Новомостовского месторождения⁶⁴

Приведенные модели отражают характер изменения фильтрационных свойств по площади. В частности, наблюдается ухудшения коллекторских

⁶³ Выполнено автором

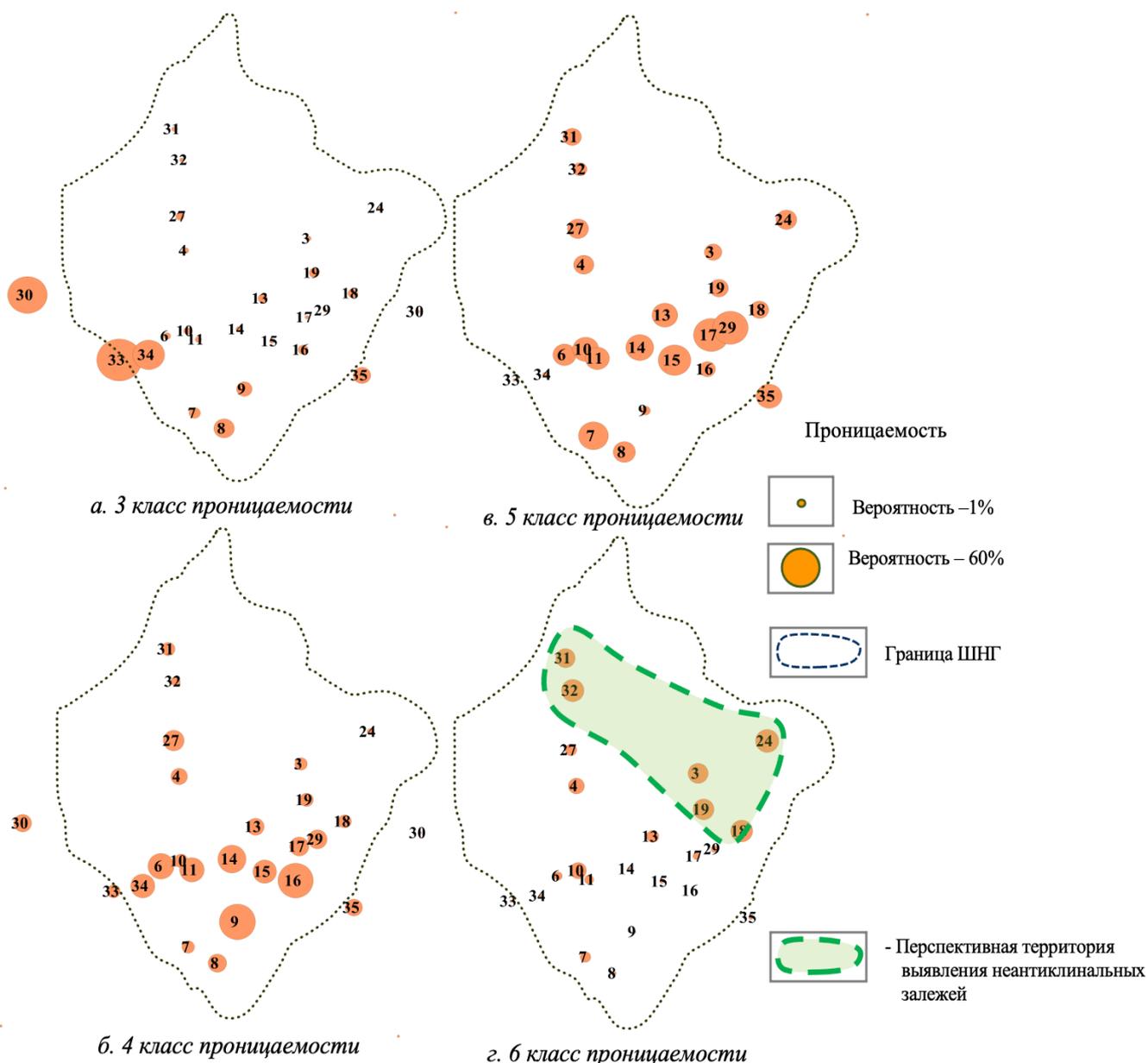
⁶⁴ Выполнено автором

свойств в восточном направлении. Вероятность встречаемости хороших коллекторов обладает низкими показателями вероятности распространения, однако необходимо обратить внимание на зону возможного формирования коллекторов в центральной части и вблизи границ рассматриваемой площади (рис.4.1.7-4.1.8).

Для каждого класса были построены схемы вероятности, отражающие обнаружение различных классов коллекторов тюменской и абалакской свиты по всему периметру Шаимского нефтегазоносного района (рис. 4.1.9 – 4.1.10).

В составе анализируемых отложений прослеживаются зоны, в пределах которых отмечается высокая вероятность распространения коллекторов 6 класса (проницаемость находится в интервале 10^{-16} – 10^{-15} м²). При принятом анализе, такие породы, как правило, не учитываются при подсчёте запасов углеводородов. Это связано с крайне небольшой скоростью фильтрации нефти через породы. В свою очередь это косвенно указывает на создание благоприятных условий для формирования скоплений залежей неструктурного типа [43]. Можно говорить о достаточно хороших перспективах обнаружения таких залежей в северной части Шаимского нефтегазоносного района (рис.4.1.9 - 4.1.10). В данном случае было акцентировано внимание на выявление зон наиболее благоприятных для расположения участков, в которых продуктивные отложения с большой степенью вероятности могут образовывать локальные препятствия для перемещения нефти и газа в данном пласте.

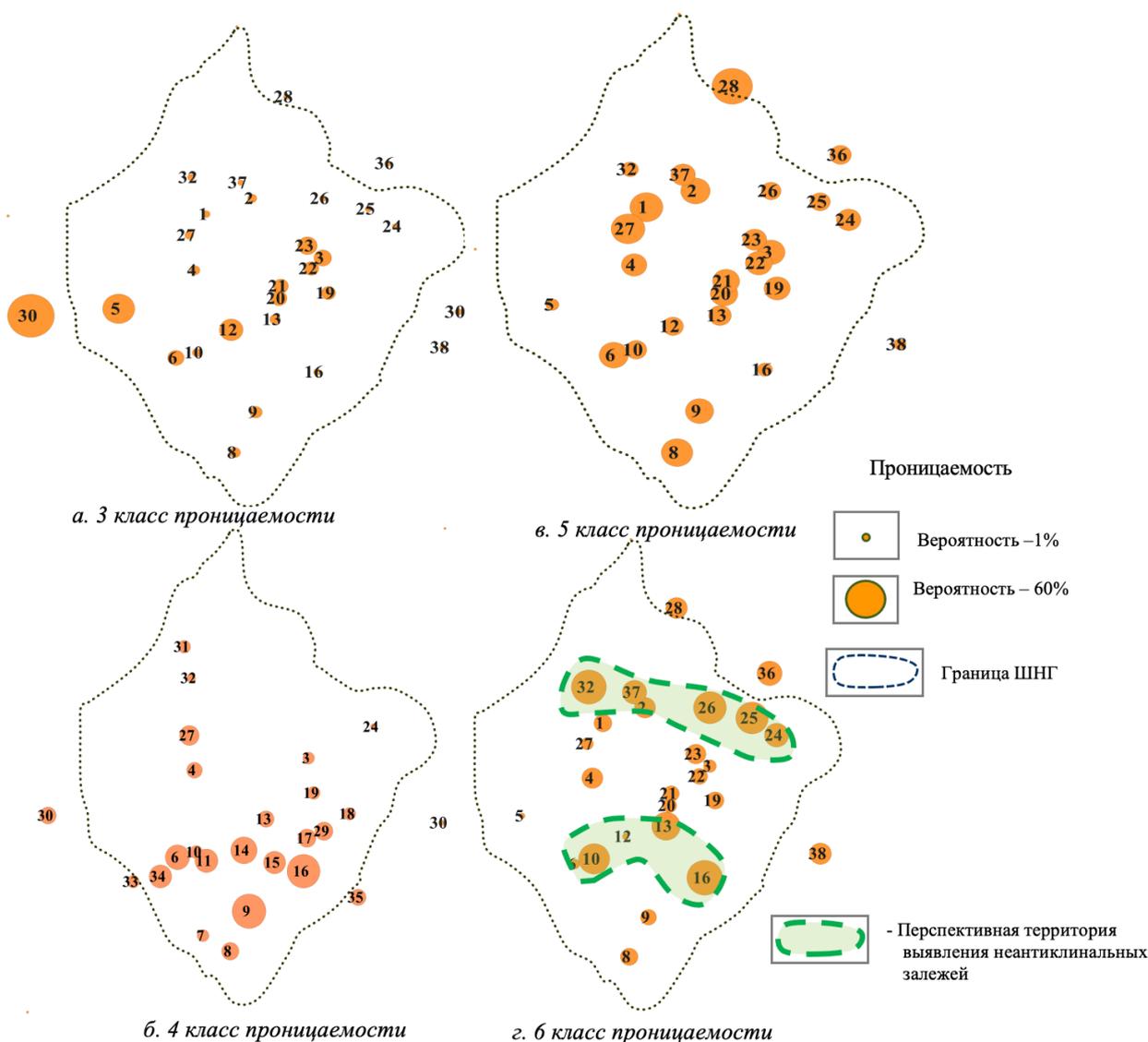
Процессы, связанные с уплотнением в горных породах, обосновывают тенденцию уменьшения пористости по мере увеличения глубины залегания терригенных отложений. Ввиду выдвинутых предположений, необходимо учитывать фактор о возможности формирования в породах устойчивой дренажной системы, ёмкостные свойства которых существенно сокращаются [40, 41].



Месторождения: 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 6 - Хултурское; 7 - Мулымьинское; 8 - Трехозерное; 9 - Мортымья-Тетеревское; 10 - Узбекское; 11 - Андреевское; 13 - Убинское; 14 - Среднемулымьинское; 15 - Полевское; 16 - Толумское; 17 - Западно-Семивидовское; 18 - Каюмовское; 19 - Лумутинское; 24 - Потанайское (Потанай-Картопийское); 27 - Северо-Даниловское; 29 - Северо-Семивидовское; 30 - Иусское; 31 - Верхнекондинское; 32 - Супринское; 33 - Тангинское; 34 - Экутальское; 35 - Восточно-Толумское.

Рис. 4.1.9 Вероятности обнаружение различных классов коллекторов абалакской свиты верхнеюрского отдела Шаимского нефтегазоносного района⁶⁵

⁶⁵ Выполнено автором



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сьморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хулгурское; 8 - Трехозерное; 9 - Мортымья-Тетеревское; 10 - Узбекское; 12 - Славинское; 13 - Убинское; 16 - Толумское; 19 - Лумугинское; 20 - Мансингьянское; 21 - Филипповское; 22 - Урайское; 23 - Лазаревское; 24 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 25 - Пайтыхское; 26 - Ловинское; 27 - Северо-Даниловское; 28 - Западно-Тугровское; 30 - Иусское; 32 - Супринское; 36 - Яхлинское; 37 - Малопотанайское; 38 - Онтохское.

Рис 4.1.10 Вероятности обнаружение различных классов коллекторов тюменской свиты среднеюрского отдела Шаимского нефтегазоносного района⁶⁶

⁶⁶ Выполнено автором

4.2 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДОВ

На основании представленных положений, описанных в главе 3.3 предлагается рассчитывать гистограммы коэффициента остаточной водонасыщенности. Вначале по данным исследования керна отдельно рассчитываются зависимости вероятности не превышения определенной критической величины остаточной водонасыщенности (80, 60, 40, 20) от пористости. Для адаптации полученных зависимостей при оценке более крупных объектов элементарные ячейки представляются как совокупности виртуальных пород, имеющих размеры, сопоставимые с образцами керна, для которых с помощью генератора случайных чисел присваиваются величины ёмкостных свойств пород с таким расчётом, чтобы сохранялись первоначальные средние значения пористости ячеек. Для каждой условной породы рассчитывается вероятность не превышения каждой критической величины и определяются средние значения параметра ячеек. Аппроксимируются зависимости вероятностей не превышения критических значений остаточной водонасыщенности от пористости. Отсюда определяются доли пород ячейки для соответствующих диапазонов остаточной водонасыщенности. При построении куба коэффициента нефтенасыщенности для чисто нефтяной зоны будет составлять разницу единицы и остаточной водонасыщенности, а для водонефтяной зоны он зависит ещё и от высоты расположения пород над водонефтяным контактом.

Для ряда месторождений построены вероятностные кривые, отражающие присутствие определенного класса остаточной водонасыщенности и пористости продуктивных отложений тюменской и абалакской свиты, приведены результаты расчета гистограмм остаточной водонасыщенности (рис. 4.2.1–4.2.2).

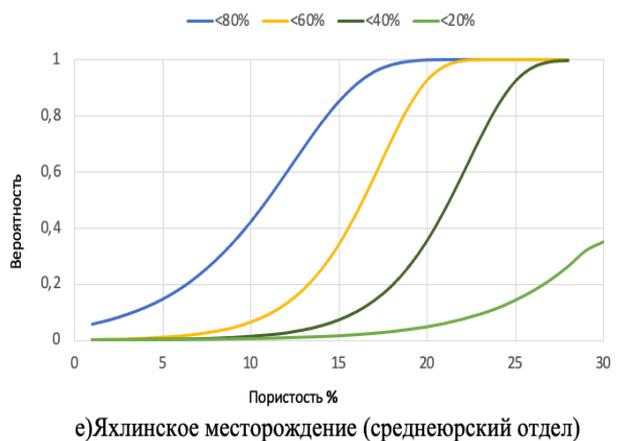
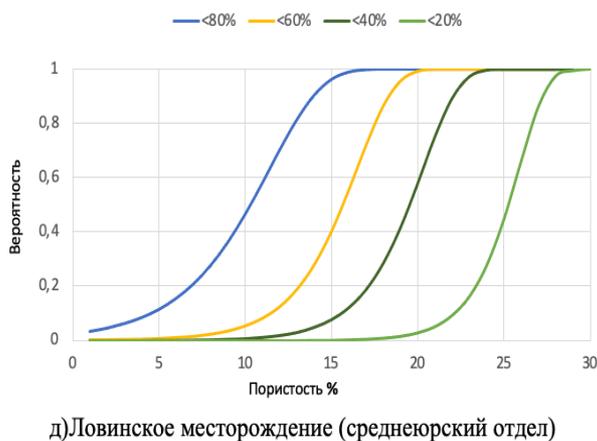
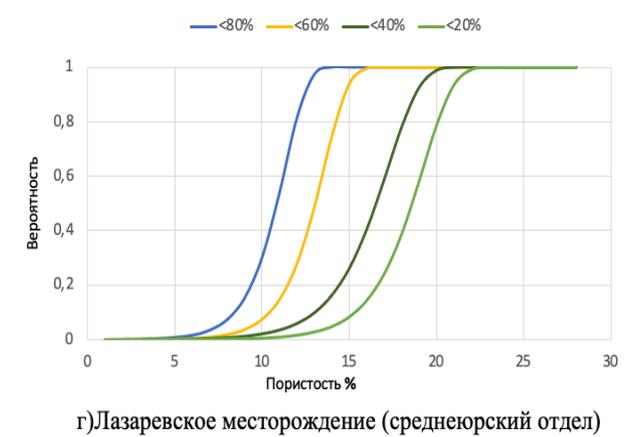
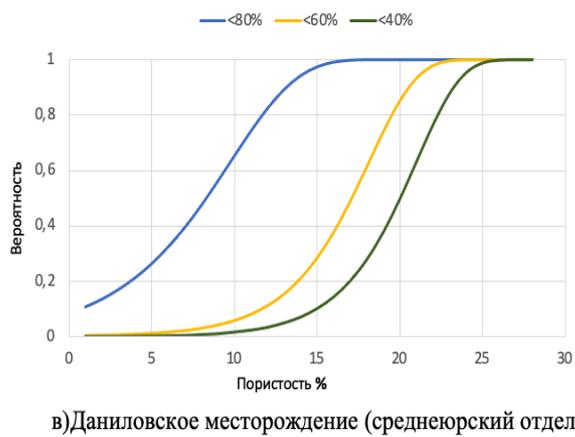
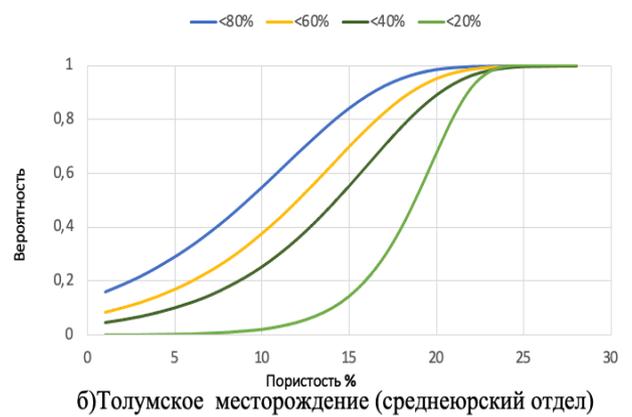
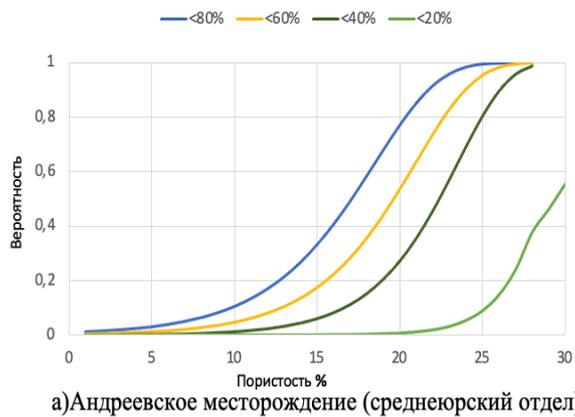


Рис 4.2.1 Пример соотношения вероятностей не превышения ряда критического значения остаточной водонасыщенности и пористости продуктивных отложений тюменской свиты Шаимского района.⁶⁷

⁶⁷ Выполнено автором

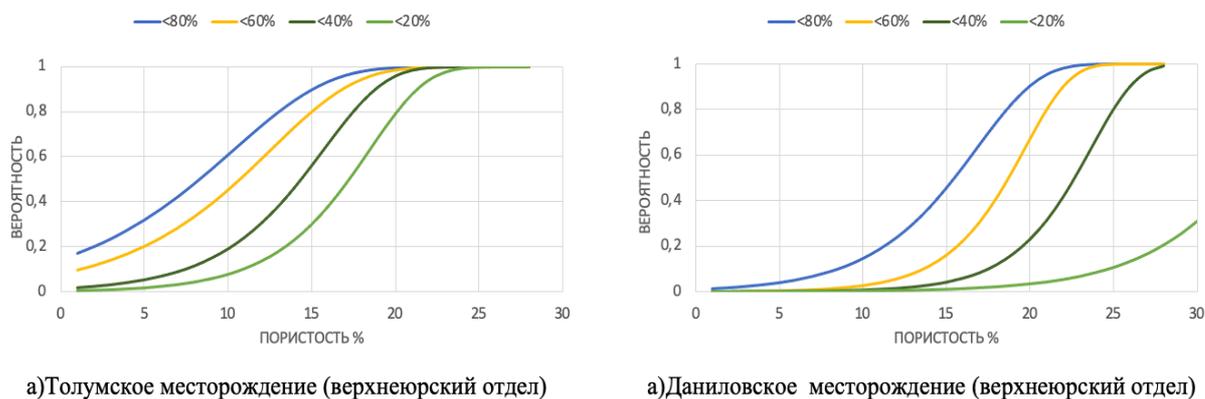


Рис. 4.2.2 Пример соотношения вероятностей не превышения критических значения остаточной водонасыщенности и пористости продуктивных отложений тюменской свиты Шаимского района. ⁶⁸

Рассматриваемые эмпирические функции имеют хорошо выраженную асимптотику в области маленьких и больших значений пористости. Для плотных образцов характерна минимальная вероятность выполнения соответствующих условий, а для пород с очень хорошими значениями, наоборот, данная функция стремится к единице, что соответствует логике явления. Наряду с этим отмечается, что чем меньше берётся порог остаточной водонасыщенности, тем сложнее выявление образцов, отвечающих этим требованиям. Такое положение представляется закономерным, так же, оно подтверждается в ходе анализа данных свойств большинства коллекций пород, в которых доминирует поровый тип пустот: чем больше пористость породы, тем выше вероятность того, что остаточная водонасыщенность будет меньше принятого порогового значения. На основании модернизации соответствующих графиков остаточной водонасыщенности в цифровом формате созданы для каждой ячейки гистограммы коэффициента нефтенасыщенности для всех ячеек геологической модели. В результате мы наблюдаем логически выдержанную закономерность в характере изменения данного параметра в зависимости от пористости. По мере улучшения

⁶⁸ Выполнено автором

ёмкостных свойств прослеживается общая тенденция увеличения коэффициента нефтенасыщенности (рис. 4.2.3–4.2.4).

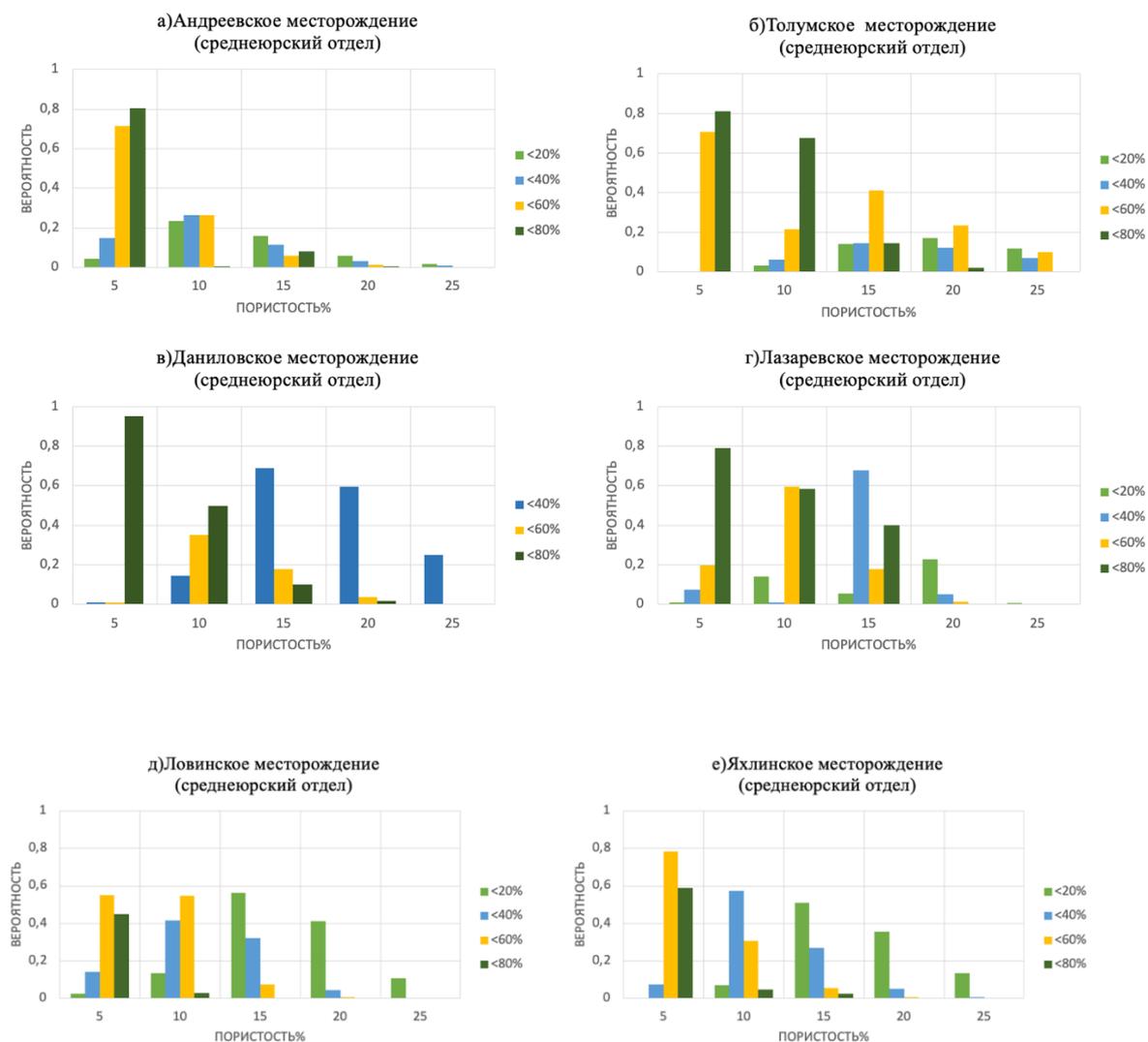


Рис 4.2.3 Гистограммы остаточной водонасыщенности для ячеек с различной средней пористостью отложений тюменской свиты Шаимского района⁶⁹

⁶⁹ Выполнено автором

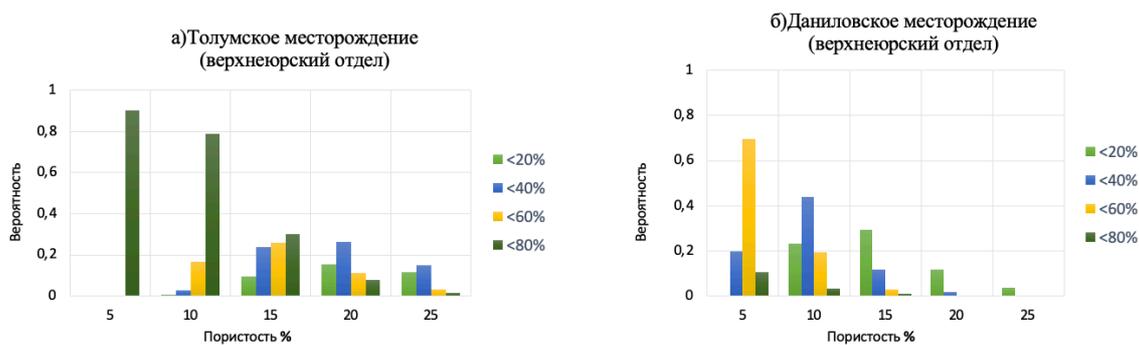
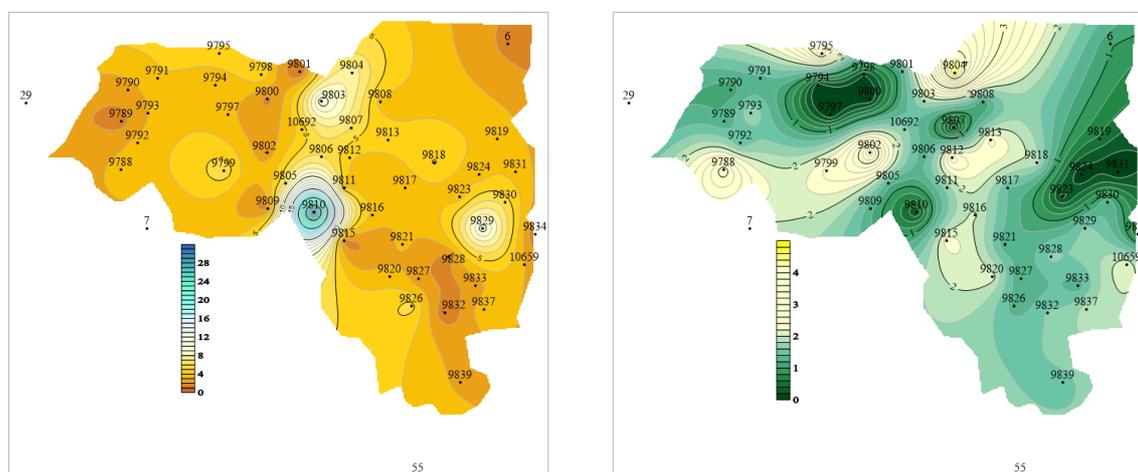


Рис. 4.2.4 Гистограммы остаточной водонасыщенности для ячеек с различной средней пористостью отложений абалакской свиты Шаимского района⁷⁰

На основании исследуемых зависимостей была построена геологическая модель пласта ЮЗ Новомостовского месторождения, отражающая вероятностный характер распространения пород с не превышением определенного значения параметра остаточной водонасыщенности. Тип напластования — параллельно подошвы (рис.4.2.5 – рис.4.2.8). Размер ячейки составил 50·50·0,4 м. Коэффициент неоднородности модели рассчитывался по формуле 4.1.1



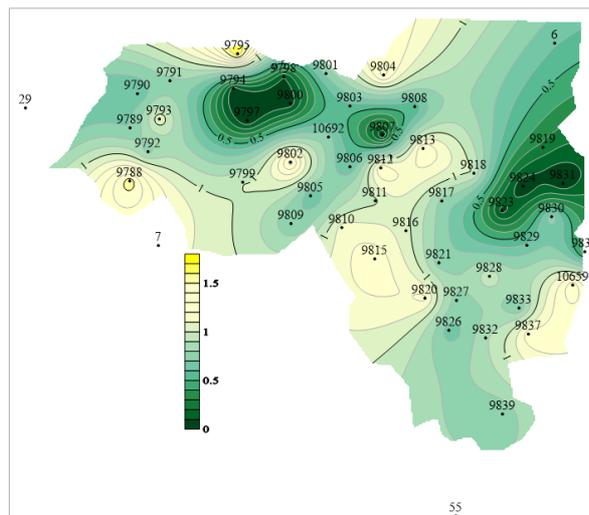
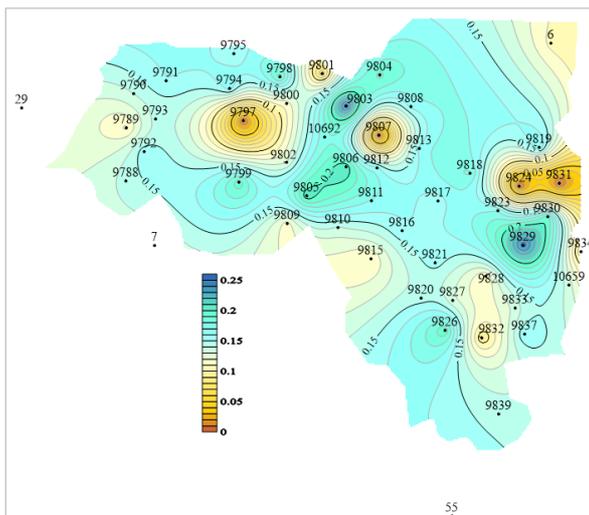
а) Вероятность встречаемости, д. ед.

б) Коэффициент неоднородности, д. ед.

Рис. 4.2.5 Неоднородности распространения пород с остаточной водонасыщенностью меньше 20% геологической модели пласта ЮЗ Новомостовского месторождения⁷¹

⁷⁰ Выполнено автором

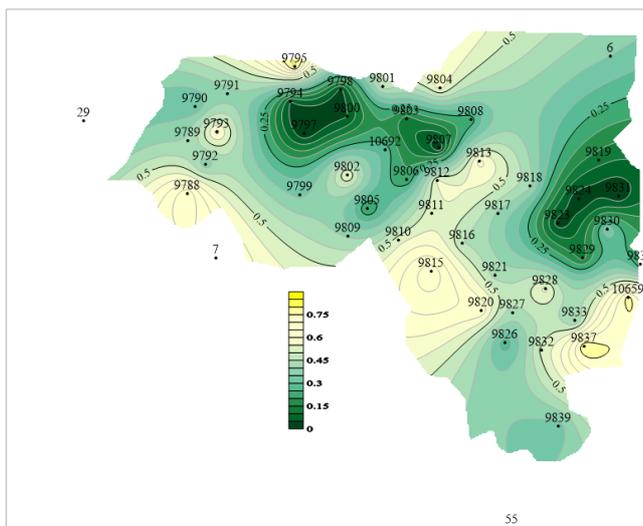
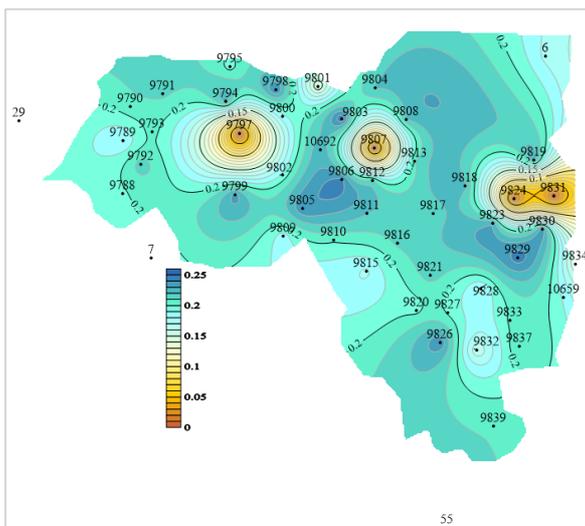
⁷¹ Выполнено автором



а) Вероятность встречаемости, д. ед.

б) Коэффициент неоднородности, д. ед.

Рис. 4.2.6 Неоднородности распространения пород с остаточной водонасыщенностью 20–40% геологической модели пласта ЮЗ Новомостовского месторождения⁷²



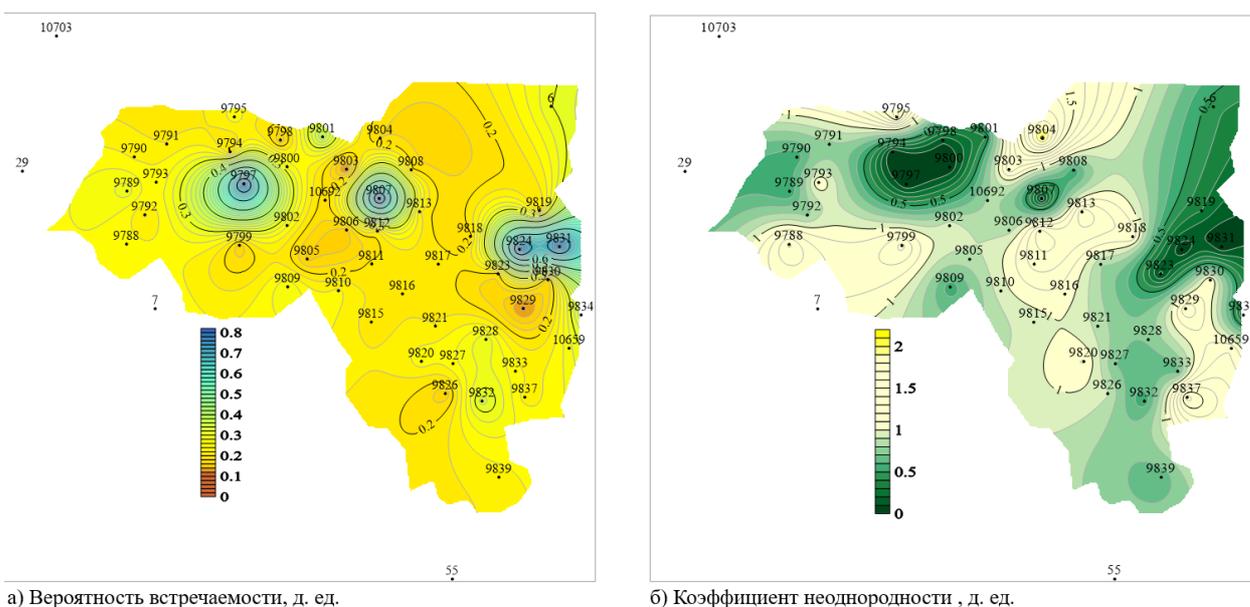
а) Вероятность встречаемости, д. ед.

б) Коэффициент неоднородности, д. ед.

Рис. 4.2.7 Неоднородности распространения пород с остаточной водонасыщенностью 60–80% геологической модели пласта ЮЗ Новомостовского месторождения⁷³

⁷² Выполнено автором

⁷³ Выполнено автором



а) Вероятность встречаемости, д. ед.

б) Коэффициент неоднородности, д. ед.

Рис. 4.2.8 Неоднородности распространения пород с остаточной водонасыщенностью 80–100% геологической модели пласта ЮЗ Новомостовского месторождения⁷⁴

Особое внимание стоит обратить на вероятность встречаемости пород с наибольшими значениями в центральной части рассматриваемой площади.

Таким образом, представленные модели расширяют интервал и область поиска нефтеперспективных объектов Шаимского нефтегазоносного района и связывают их не только с традиционными залежами в средне-, верхнеюрских отложениях Шаимского Нефтегазоносного района.

Для каждой выборки по месторождениям построены схемы, отражающие вероятность обнаружение коллекторов с различной остаточной водонасыщенностью для отложений абалакской и тюменской свиты (рис.4.2.9 – 4.2.10). Данный подход к оценке неоднородностей распространения в залежи параметра, отражающего остаточную водонасыщенность, в определённой мере, коэффициента нефтегазонасыщенности позволяет минимизировать негативные явления, возникающие при воздействии на пласт в процессе разработки залежей углеводородов, а также в выявление вероятных зон залежей, на которые процессы разработки скорее всего окажут минимальное воздействие [6, 7,].

⁷⁴ Выполнено автором

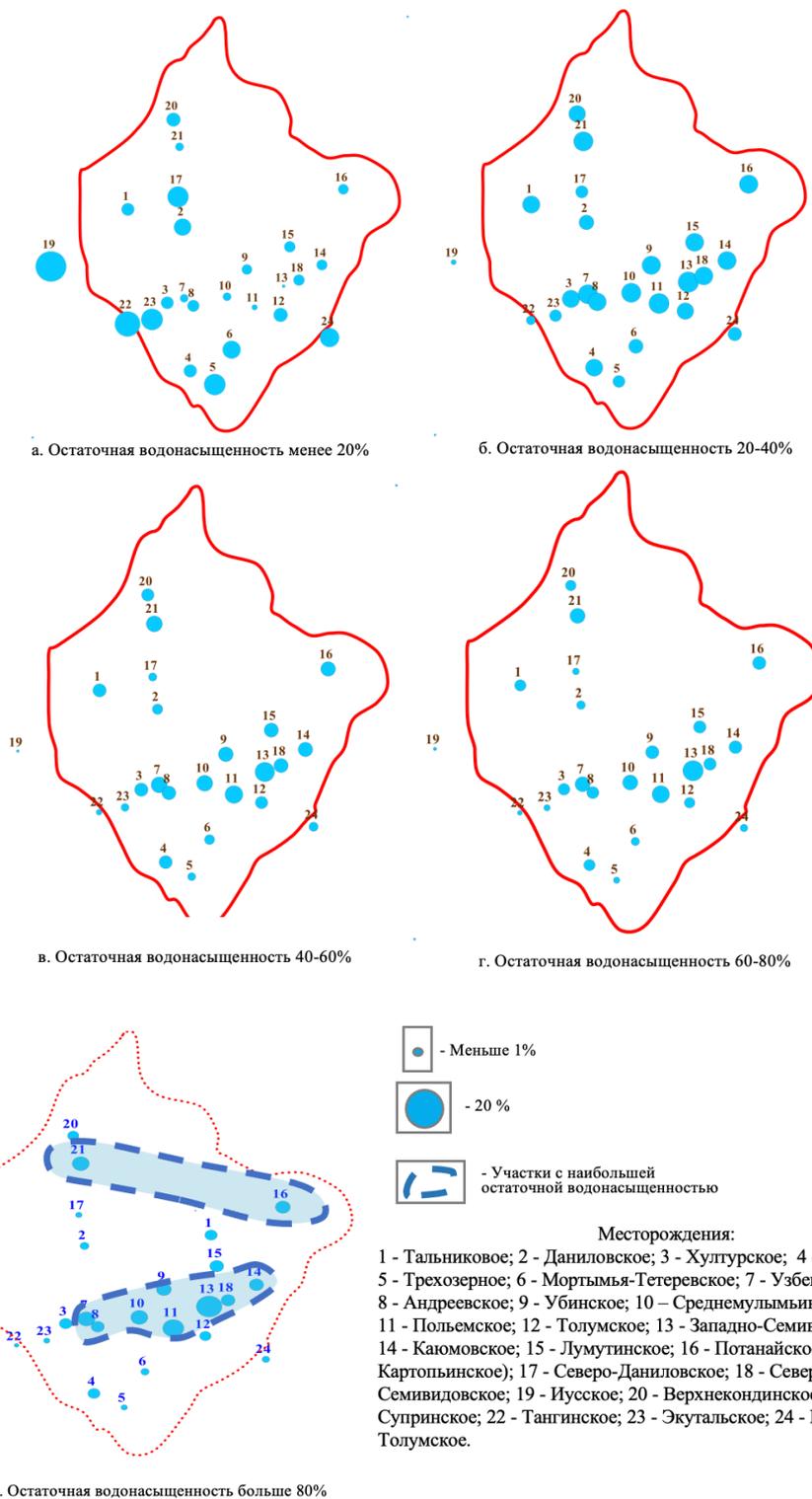


Рис. 4.2.9 Вероятности обнаружение коллекторов с различной остаточной водонасыщенностью верхнеюрского отдела Шаимского нефтегазоносного района⁷⁵

⁷⁵ Выполнено автором

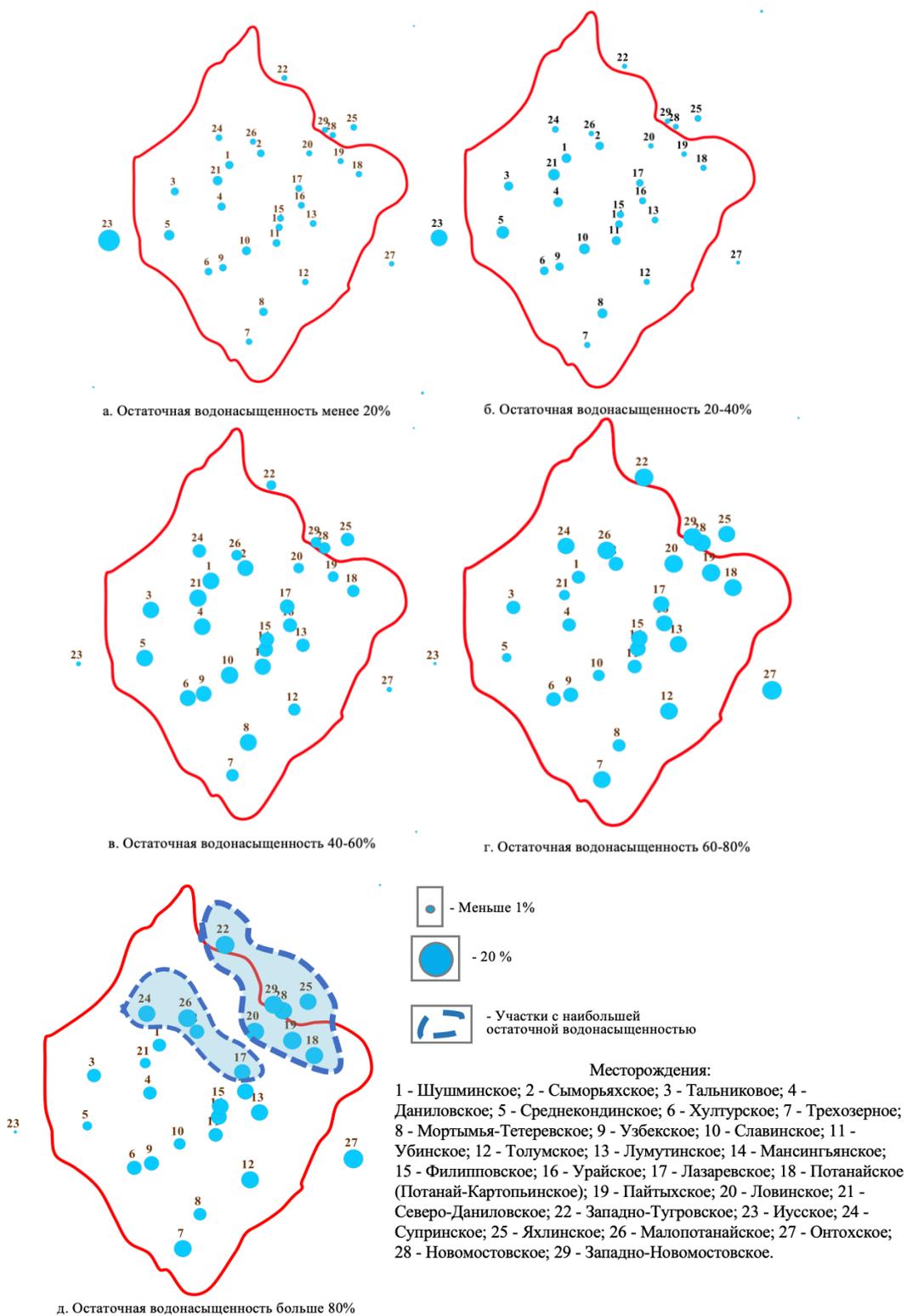


Рис. 4.2.10 Вероятности обнаружение коллекторов с различной остаточной водонасыщенностью тюменской свиты среднеенеурского отдела Шаимского нефтегазоносного района⁷⁶

⁷⁶ Выполнено автором

ГЛАВА 5 НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

5.1 ИЗМЕНЧИВОСТЬ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Интересные закономерности прослеживаются при сопоставлении различных разновидностей зависимостей между фильтрационными и ёмкостными свойствами терригенных пород, залегающих на различных глубинах, описанные в разделе 2.2 [35].

Приведенные графики отражают характер изменения коллекторских свойств по площади рассматриваемого района, которые были определены на основании лабораторных исследований керна (рис. 5.1.1–5.1.2).

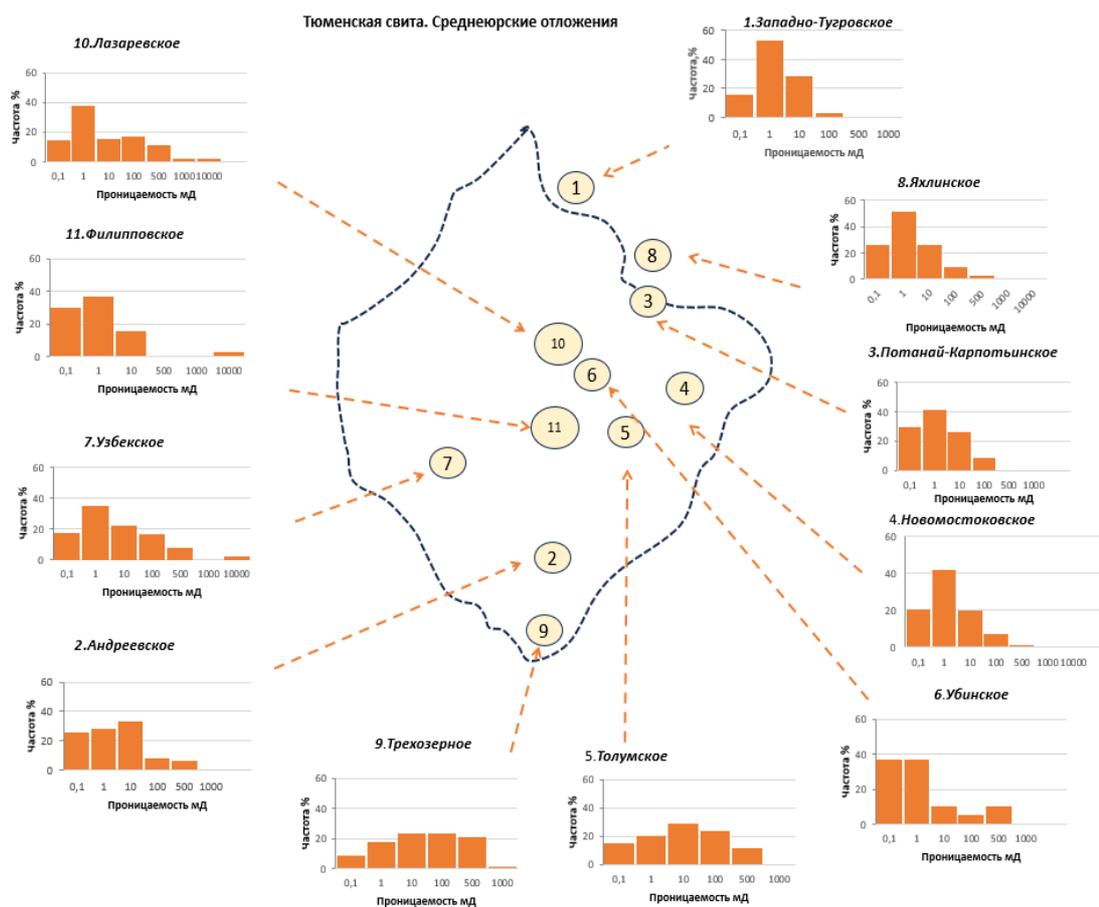


Рис 5.1.1 Характер изменения фильтрационных свойств пород тюменской свиты, измеренных по керну, по площади Шаимского нефтегазоносного района.⁷⁷

⁷⁷ Выполнено автором

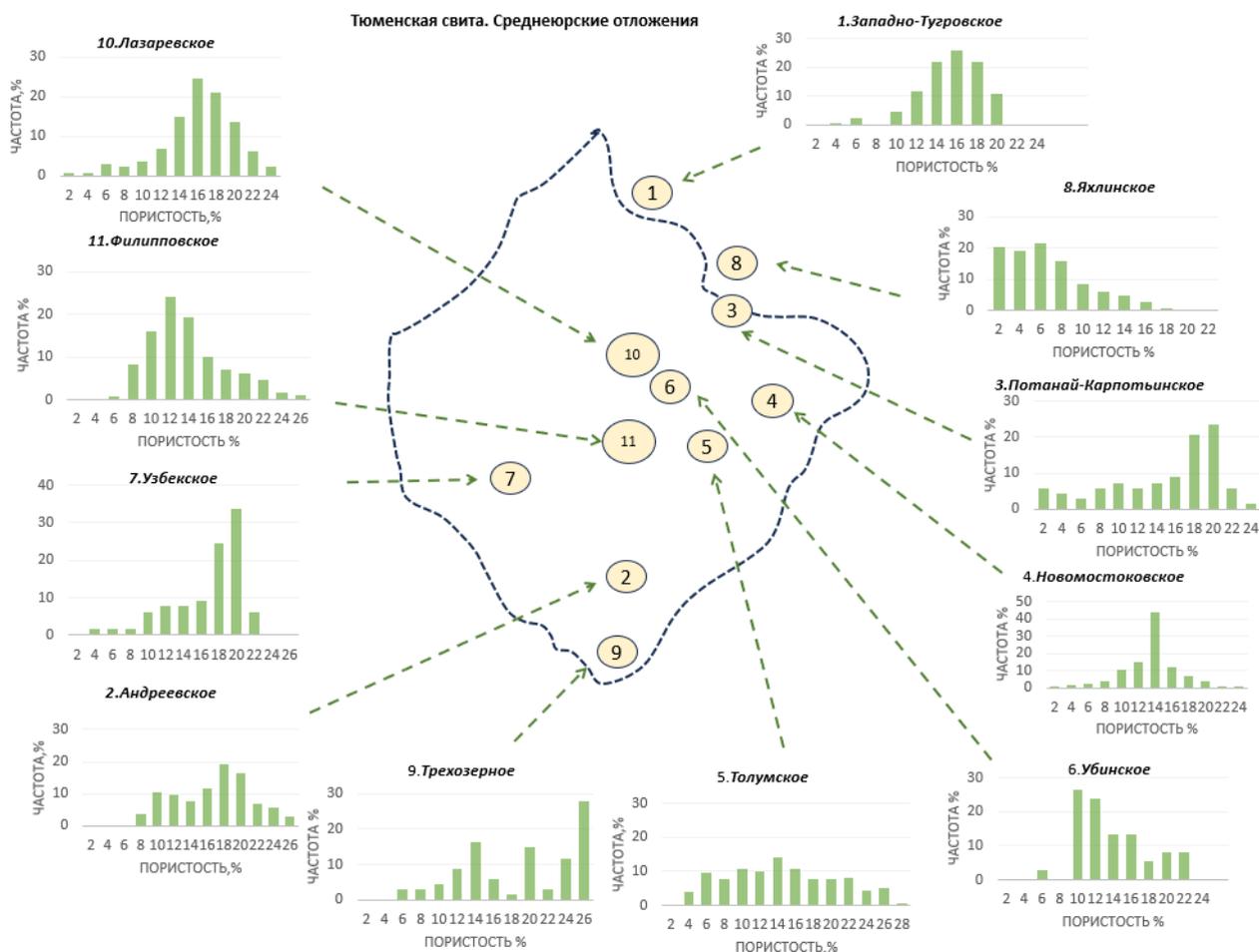


Рис. 5.1.2 Характер изменения емкостных свойств пород тюменской свиты, измеренных по керну, по площади Шаимского нефтегазоносного района.⁷⁸

Определённый интерес вызывают результаты сравнений эмпирических зависимостей между фильтрационными и ёмкостными свойствами, определёнными для разновозрастных отложений (рис.5.1.3-5.1.4). При сопоставлении образцов одного и того же месторождения, имеющих практически равную пористость, лучшую проницаемость, как правило, имеют более древние породы [48, 51]. Учитывается, что связь между пористостью и проницаемостью имеет вероятностный характер, что позволяет применить математические методы, которые разработаны для анализа случайных явлений [49].

⁷⁸ Выполнено автором

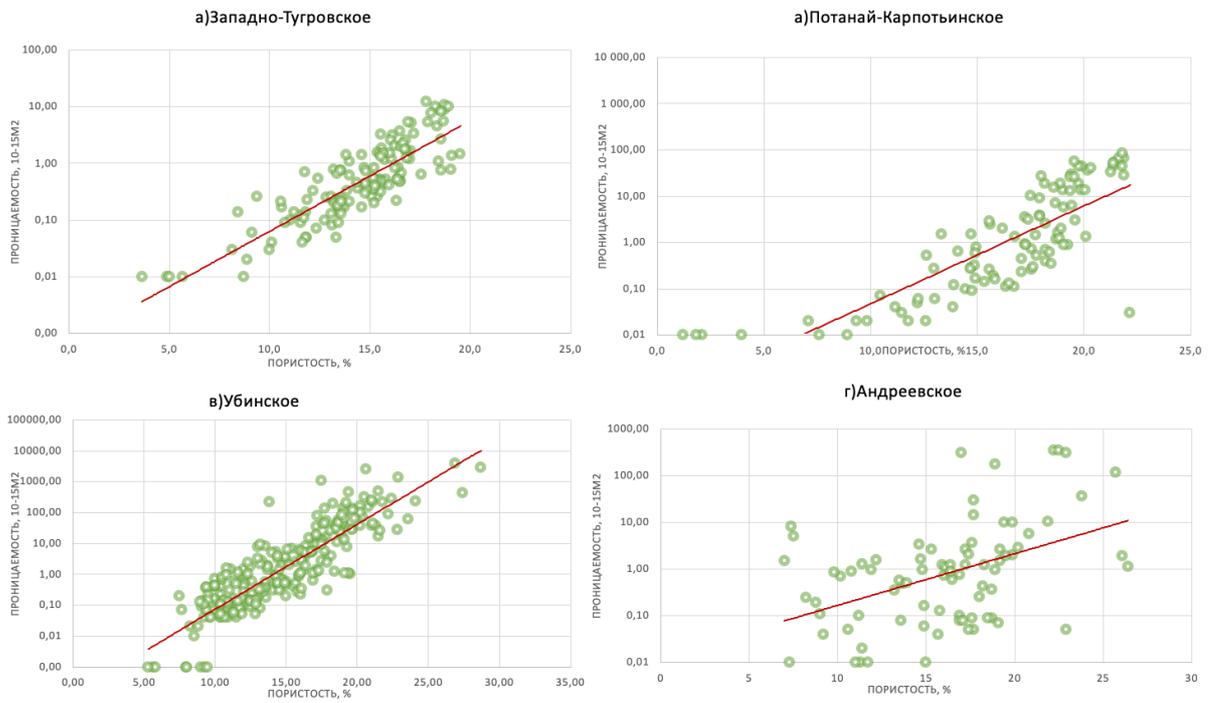


Рис. 5.1.3. Сравнение особенностей соотношений пористости и проницаемости разновозрастных пород месторождений Западной Сибири среднеюрских отложений⁷⁹

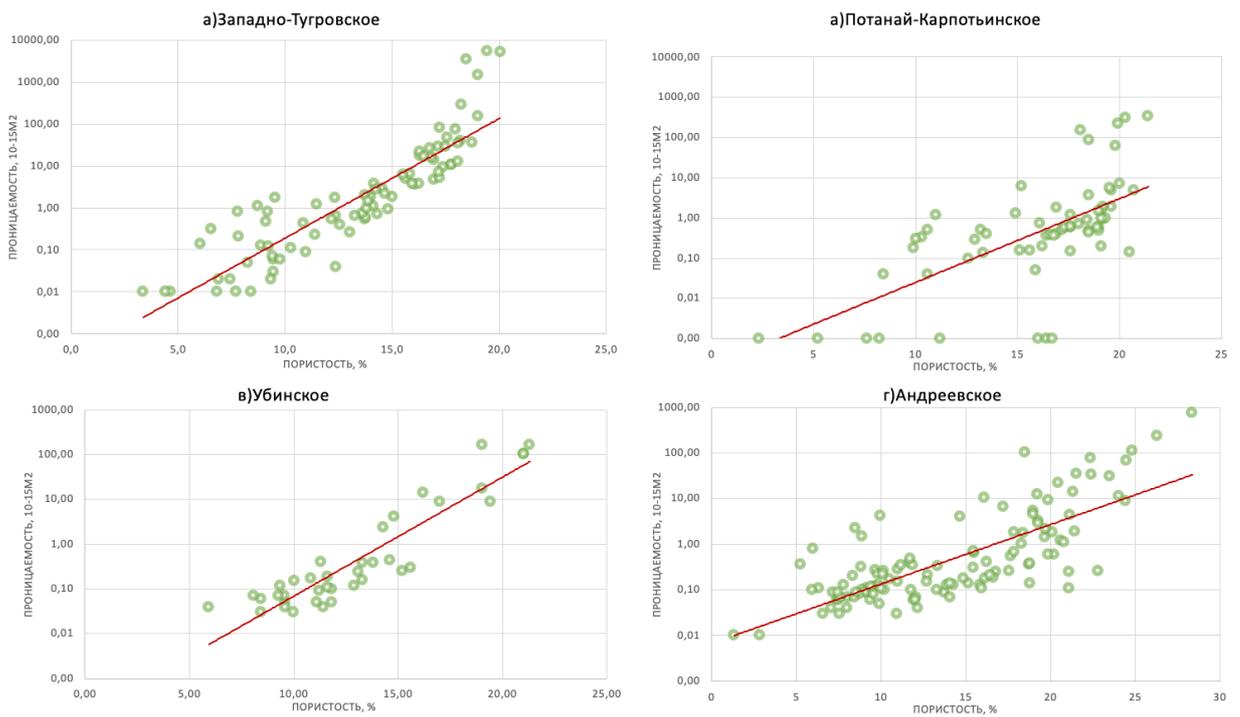


Рис. 5.1.4. Сравнение особенностей соотношений пористости и проницаемости разновозрастных пород месторождений Западной Сибири верхнеюрских отложений⁸⁰

⁷⁹ Выполнено автором

⁸⁰ Выполнено автором

Приведённые графики также отражают вероятностную связь между пористостью и проницаемостью. Данное положение целесообразно учитывать при оценке фильтрационного потенциала продуктивных отложений. Так же данные графики, отражающие вероятностный характер связи между пористостью и проницаемостью, свидетельствуют о существенном разбросе значений при сопоставлении разновозрастных пород.

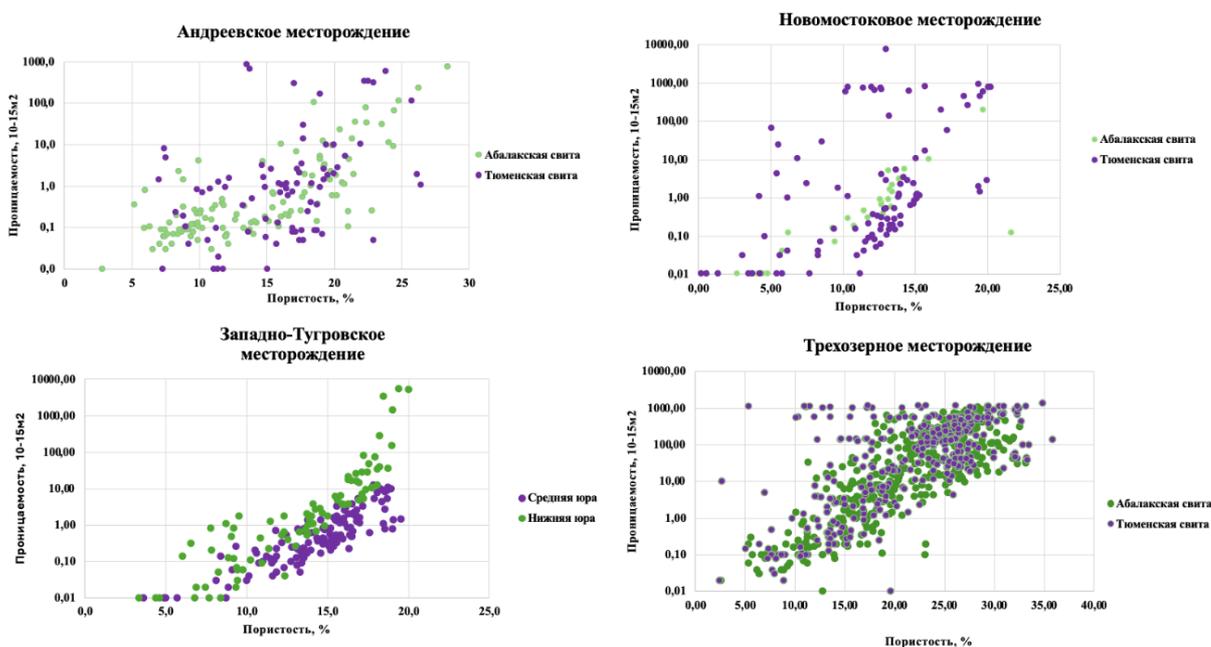


Рис. 5.1.5 Сравнение особенностей соотношений пористости и проницаемости разновозрастных пород месторождений Западной Сибири среднеюрских отложений⁸¹

Для наглядности необходимо рассмотреть отдельные случаи особенностей изменения фильтрационно-ёмкостных свойств разновозрастных пород ряда продуктивных терригенных пластов месторождений Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий.

Представлены сравнения коллекторских свойств на примере Западно-Тугровского, Новомостовского, Убинского, Потанай-Картопьянского, Андреевского и Узбекского месторождений (рис.5.1.6 – 5.1.11).

⁸¹ Выполнено автором

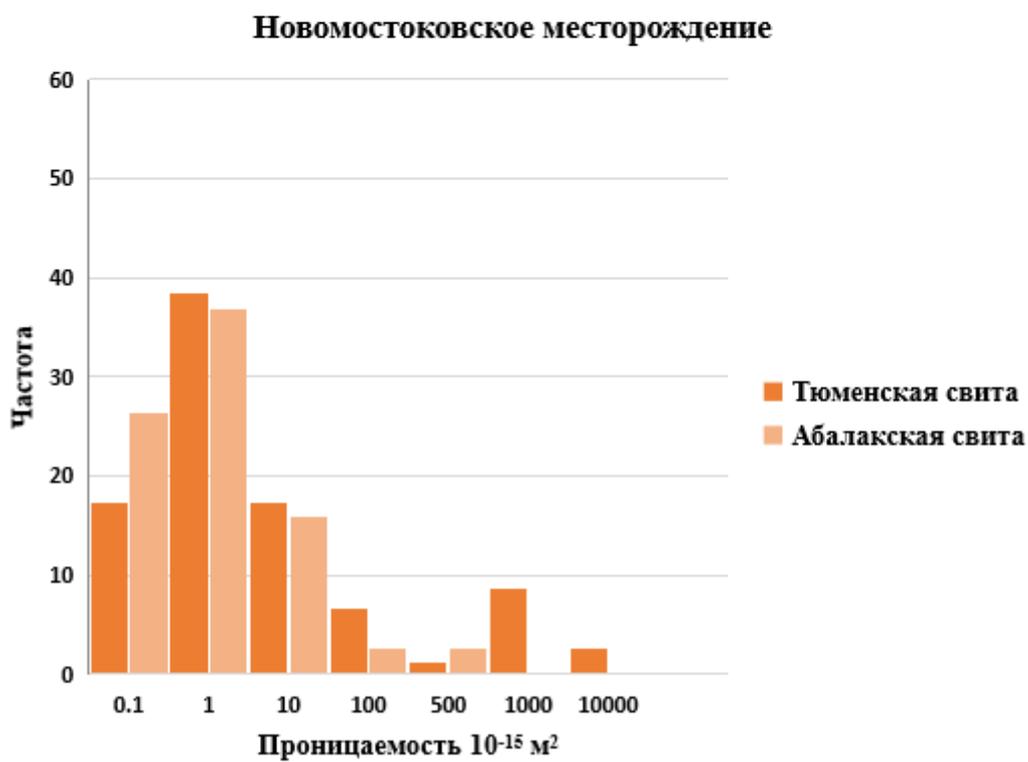


Рис. 5.1.6 Гистограммы сравнения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород Новомостовского месторождения⁸²

⁸² Выполнено автором

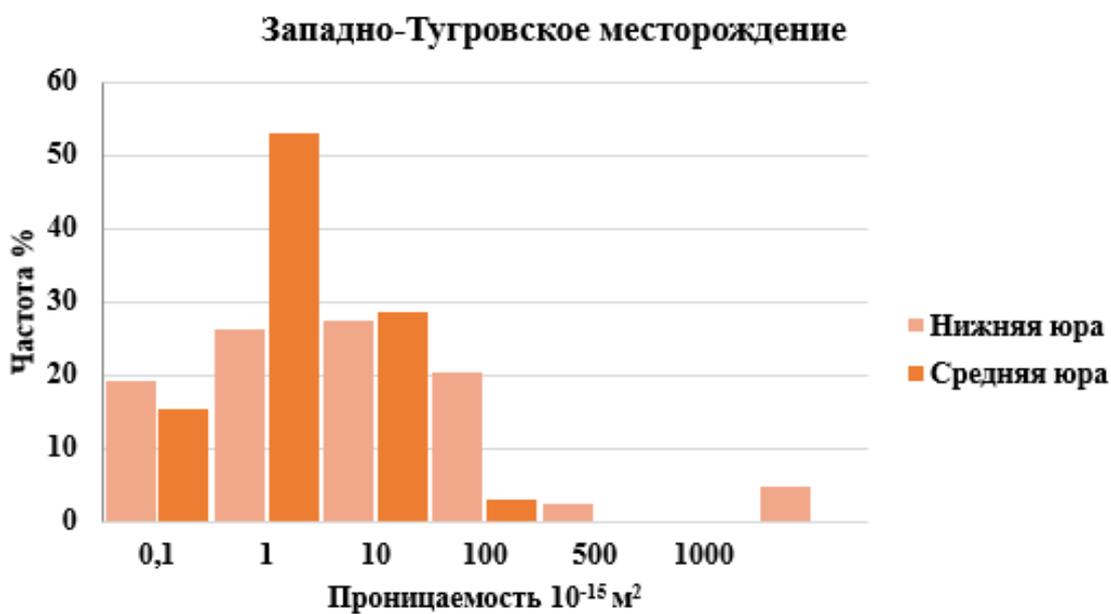
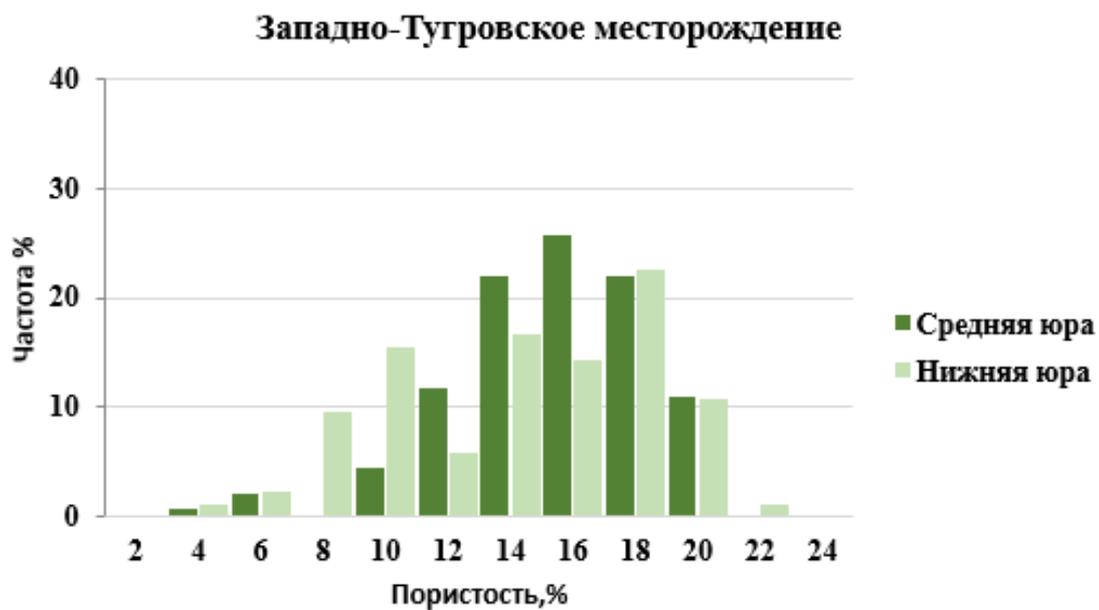


Рис. 5.1.7 Гистограммы сравнения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород Западно-Тугровского месторождения⁸³

⁸³ Выполнено автором

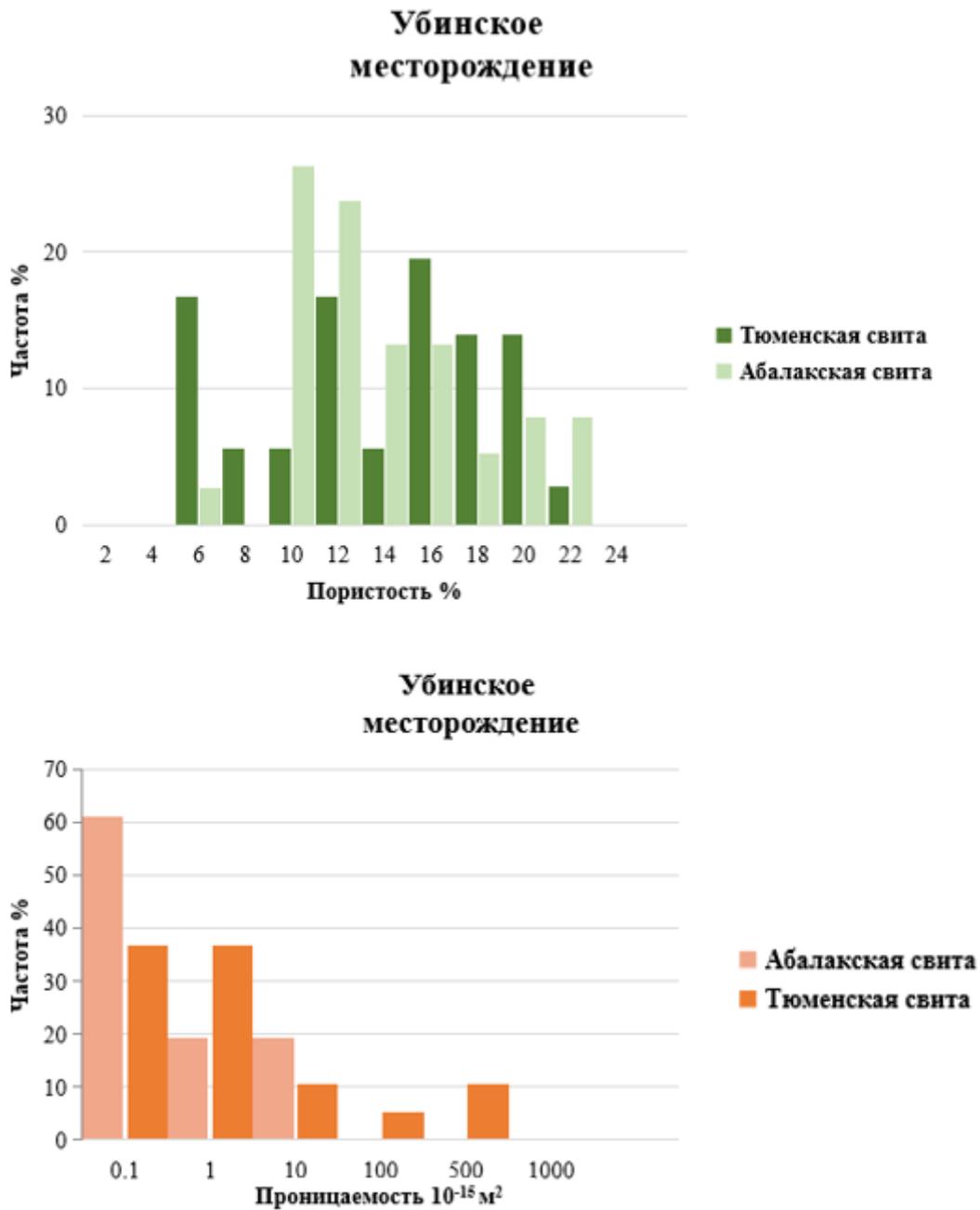


Рис. 5.1.8 Гистограммы сравнения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород Убинского месторождения⁸⁴

⁸⁴ Выполнено автором

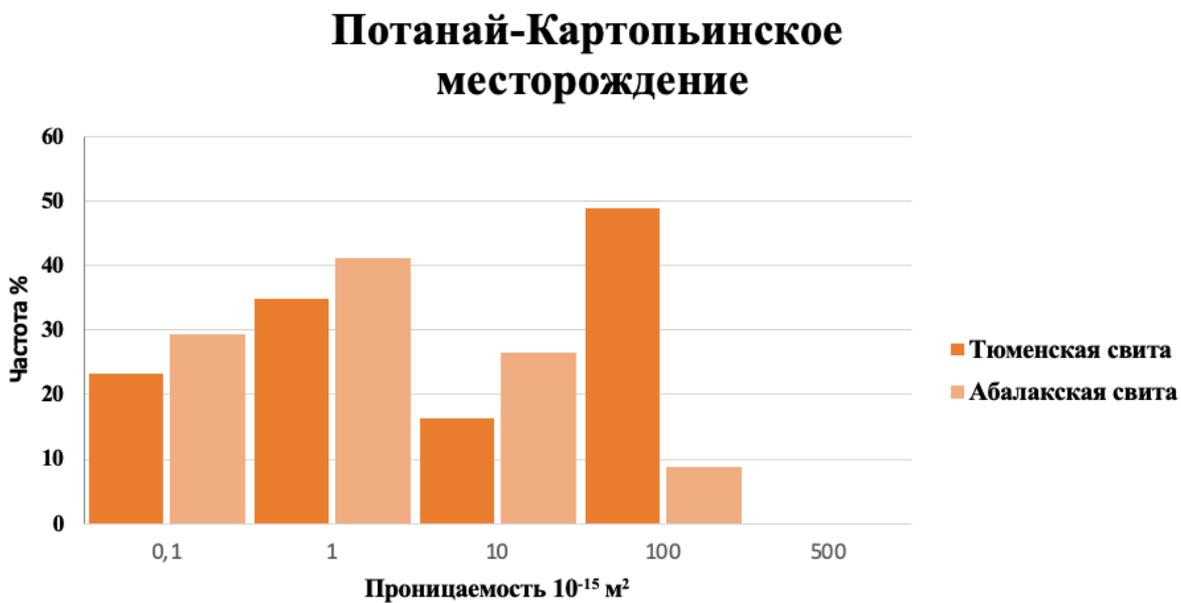
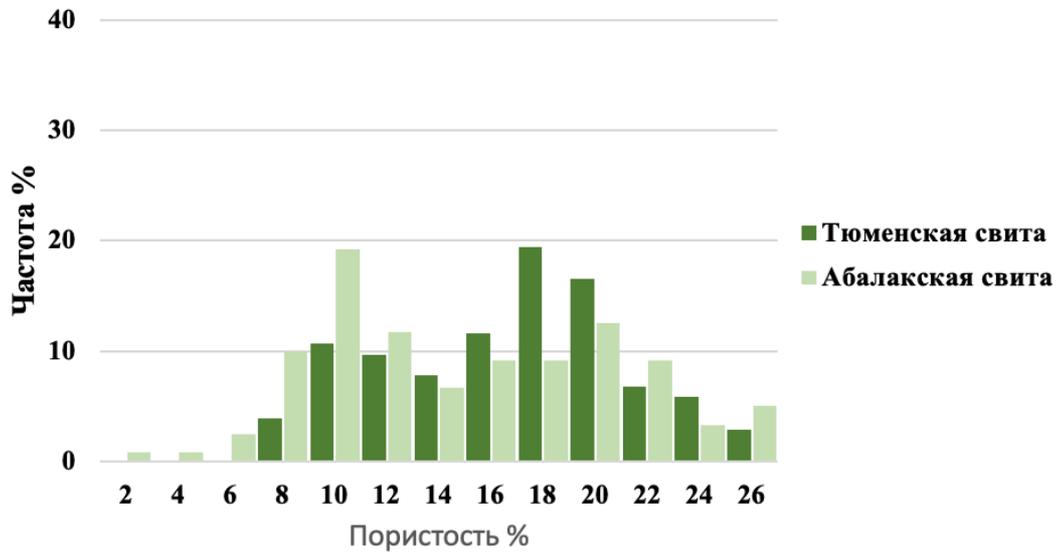


Рис. 5.1.9 Гистограммы сравнения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород Потанай-Картопьянское месторождение⁸⁵

⁸⁵ Выполнено автором

Андреевское месторождение



Андреевское месторождение

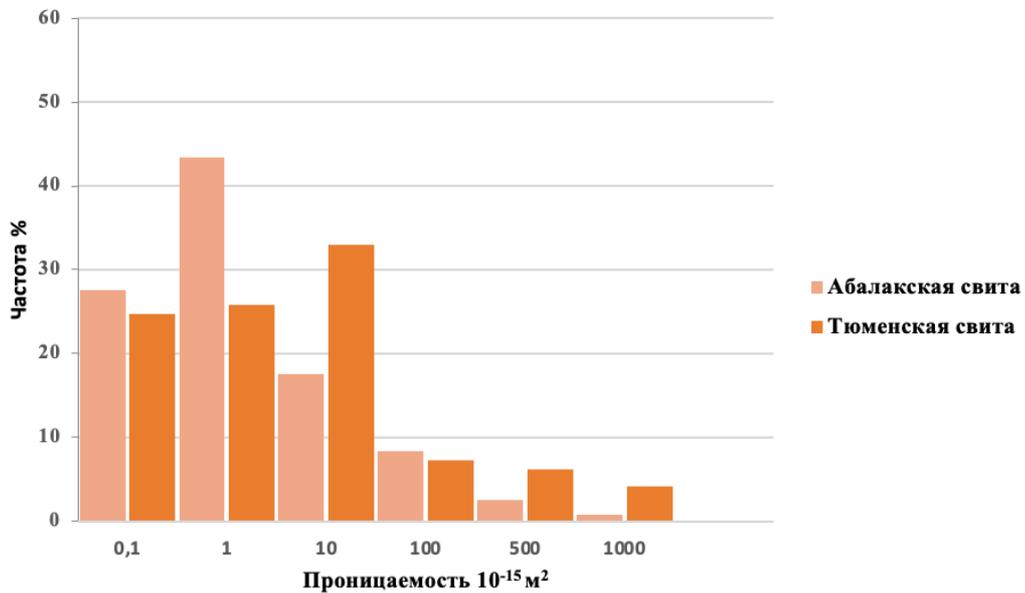


Рис. 5.1.10 Гистограммы сравнения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород Андреевского месторождения⁸⁶

⁸⁶ Выполнено автором

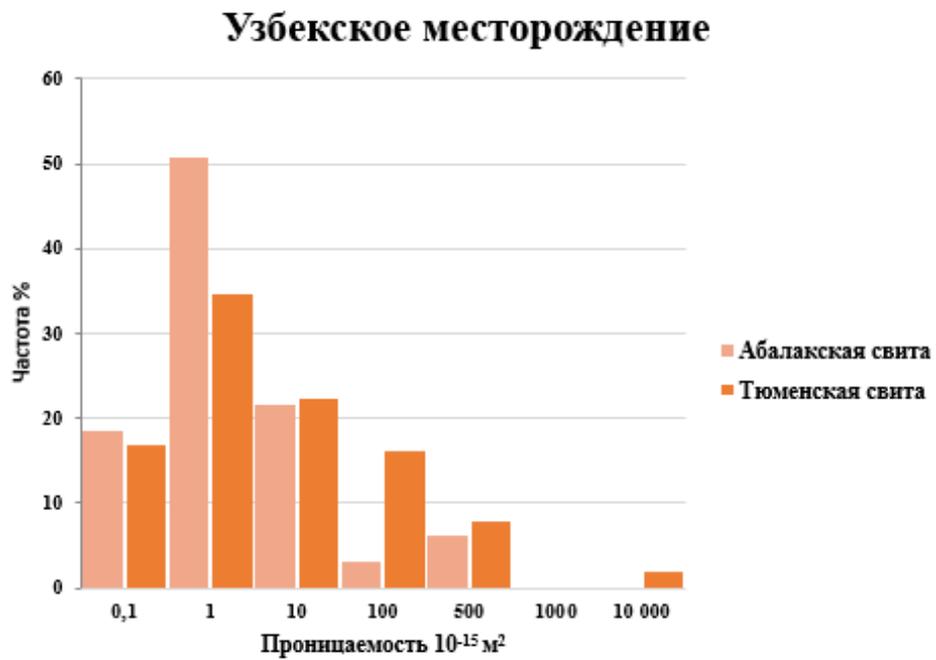


Рис 5.1.11 Гистограммы сравнения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород Узбекского месторождения⁸⁷

⁸⁷ Выполнено автором

Наблюдается тенденция ухудшения фильтрационных свойств. По данным статистической обработки результатов анализов кернa видно, что распределения проницаемости характеризуются наибольшей неоднородностью. При сравнении разновозрастных пород с практически одинаковой пористостью наибольшие значения проницаемости, имеют представители коллекции наиболее древней группы пластов.

Соответственно образцы коллекции тюменской свиты ряда рассматриваемых месторождений имеют лучшие фильтрационные свойства, чем породы абалакской свиты, имеющие при этом одинаковые значения пористости. Отсюда следует вывод, что более древние породы рассматриваемой территории при одинаковой пористости обладают наилучшими фильтрационными свойствами. При изучении характера изменения фильтрационных свойств терригенных отложений следует обращать внимание на исследование неоднородностей функционального вида, к которым относятся существенные расхождения эмпирических зависимостей между интересующими значениями, определёнными для целевых объектов, а именно отличия в характерах распределений целевых параметров коллекций, отклонения от трендов [45].

Во время изучения многопластовых месторождений Шаимского нефтегазоносного района Западной-Сибирской провинции прослеживается тенденция последовательного уменьшения вниз по разрезу кондиционных значений пористости [25] (рис 5.1.12). Фиксируется тенденция увеличения вероятности формирования коллектора по мере увеличения глубины залегания одновозрастных пород, имеющих практически одинаковую пористость. Так если из коллекции пород Узбекского месторождения (средняя глубина залегания составляет - 1600 м) с пористостью равной 15% только 5% от рассматриваемой коллекции образцов можно классифицировать в качестве коллектора, то для аналогичных образцов Филипповского месторождения (средняя глубина залегания -1850 м) данный показатель составит 18%,

Сыморьяхского месторождения (-1900 м) – 20% и Потанай-Картопьянского (-2000 м) – 29,3% (рис. 5.1.12).

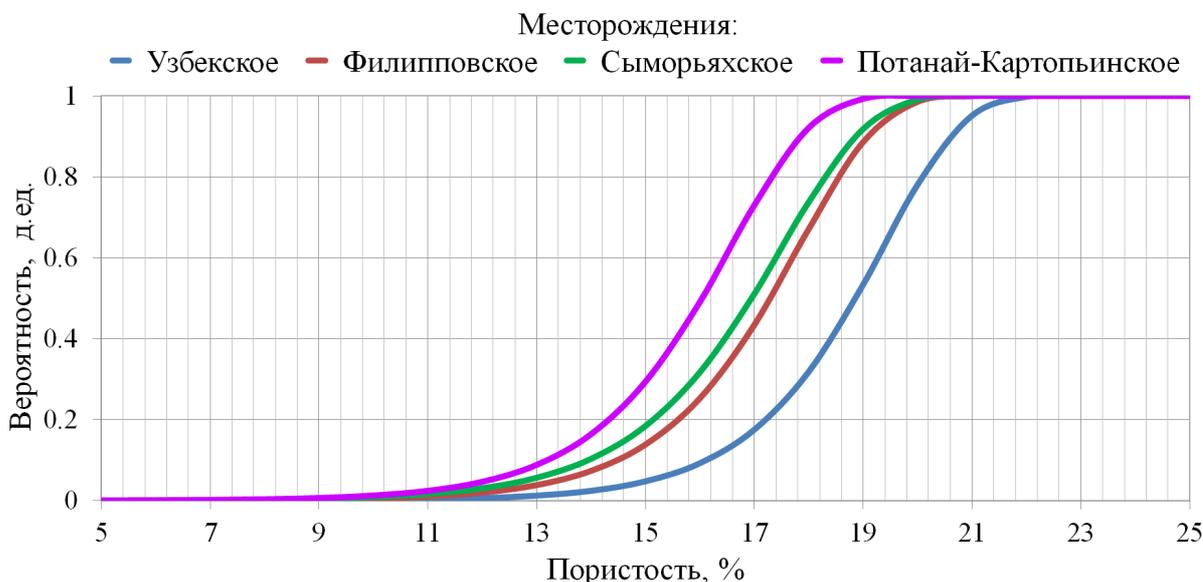


Рис. 5.1.12 Эмпирические зависимости вероятности существования проницаемости неменьше 10^{-15} м^2 от пористости образцов тюменской свиты ⁸⁸

Таблица 5.1.1 Средняя глубина залегания месторождений.

Параметры	Месторождения			
	Узбекское	Филипповское	Сыморьяхское	Потанай-Картопьянское
Средняя глубина залегания пород, м	- 1600	-1850	-1900	-2000

Фиксируется тенденция улучшения проницаемости по мере увеличения глубины залегания одновозрастных пород, имеющих практически одинаковую пористость. Так если из коллекции пород Ловинского месторождения (средняя глубина залегания составляет -1500м) с пористостью равной 15% породы рассматриваемой коллекции образцов почти не классифицируются в качестве коллектора, то для аналогичных образцов Лазаревского месторождения (-2100 м) данный показатель составляет 30%, Шушминского месторождения (-2000 м) – 20 % и Пайтыхского месторождения (-1950м) – 5% (рис.5.1.13).

⁸⁸ Выполнено автором

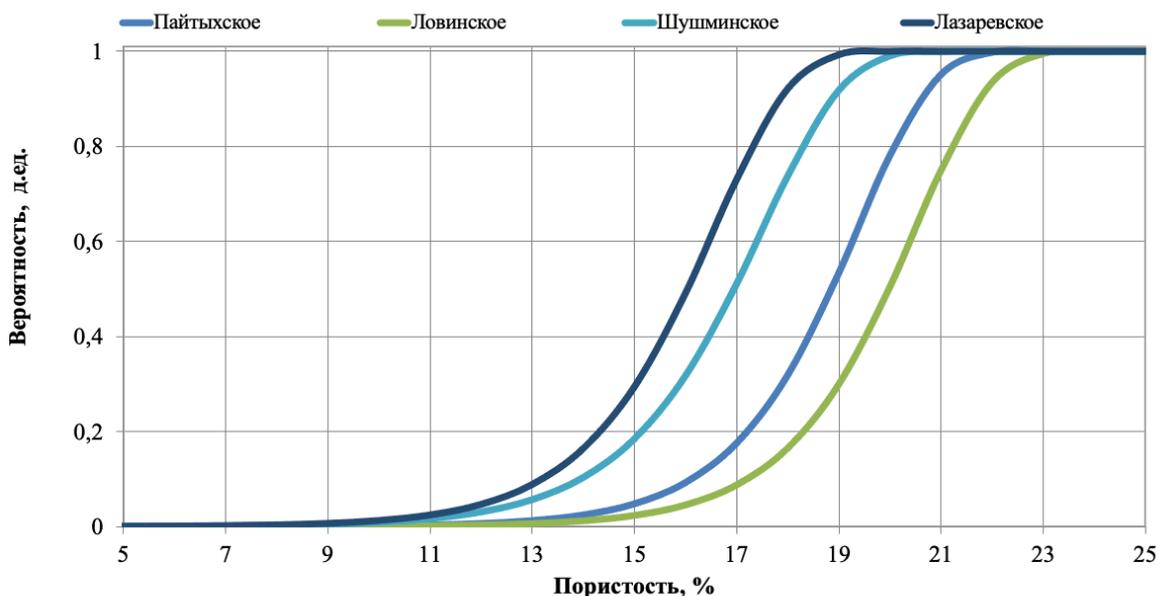


Рис. 5.1.13 Эмпирические зависимости вероятности существования проницаемости меньше 10^{-15} м^2 от пористости образцов тюменской свиты⁸⁹

Таблица 5.1.2. Средняя глубина залегания месторождений.

Параметры	Месторождения			
	Ловинское	Пайтыхское	Шушминское	Лазаревское
Средняя глубина залегания пород, м	-1500	-1950	-2000	-2100

Фиксируется так же тенденция улучшения проницаемости по мере увеличения глубины залегания одновозрастных пород, имеющих практически одинаковую пористость, однако в качестве коллектора классифицируется образцы с наименьшим значениями пористости при сопоставлении с образцами пород тюменской свиты. Так если из коллекции пород Узбекского и Тальникового месторождения (средняя глубина залегания составляет от - 1600 м до -1752 м) с пористостью равной 10% породы рассматриваемой коллекции не классифицируются в качестве коллектора, то для аналогичных образцов Трехозерного месторождения (-1900 м) данный показатель составляет 20%, Толумское месторождение (- 1950 м) – 30% (рис. 5.1.14).

⁸⁹ Выполнено автором

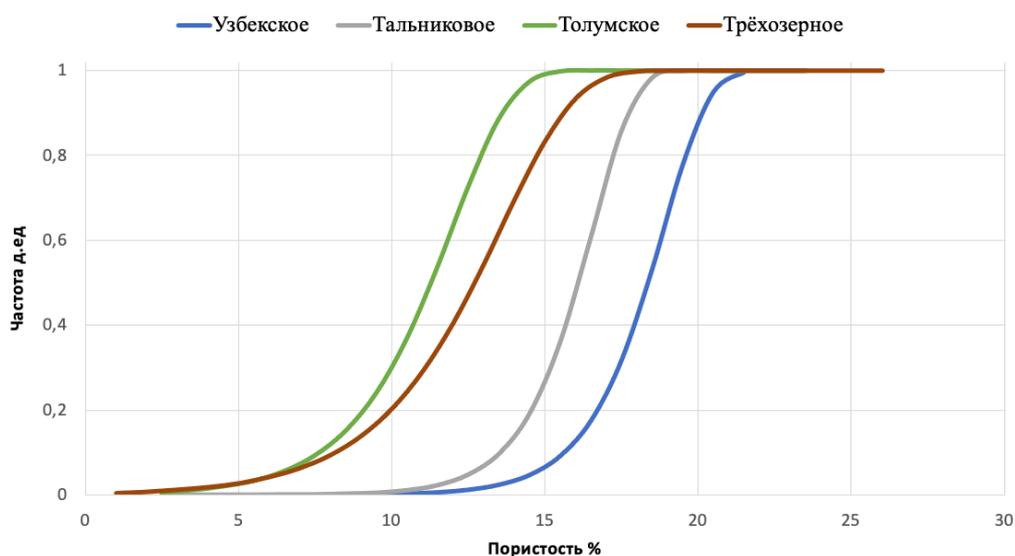


Рис. 5.1.14 Эмпирические зависимости вероятности существования проницаемости не меньше 10^{-15} м^2 от пористости образцов абалакской свиты⁹⁰

Таблица 5.1.3 Средняя глубина залегания месторождений.

Параметры	Месторождения			
	Узбекское	Тальниковое	Трехозерное	Толумское
Средняя глубина залегания пород, м	- 1600	-1752	-1900	-1950

Рассмотрим результаты анализа вероятностных характеристик данных параметров верхнеюрского отдела Шаимского нефтегазоносного района, расположенного в пределах территории Приуральского прогиба Западной Сибири. На основании использования описанных методик определения соответствующих характеристик для ряда месторождений были рассчитаны вероятности существования пород различных классов проницаемости по керну. Отмечена логичность уменьшения вероятности существования соответствующей группы коллекторов при увеличении порогового значения фильтрационных свойств (рис 5.1.15).

⁹⁰ Выполнено автором

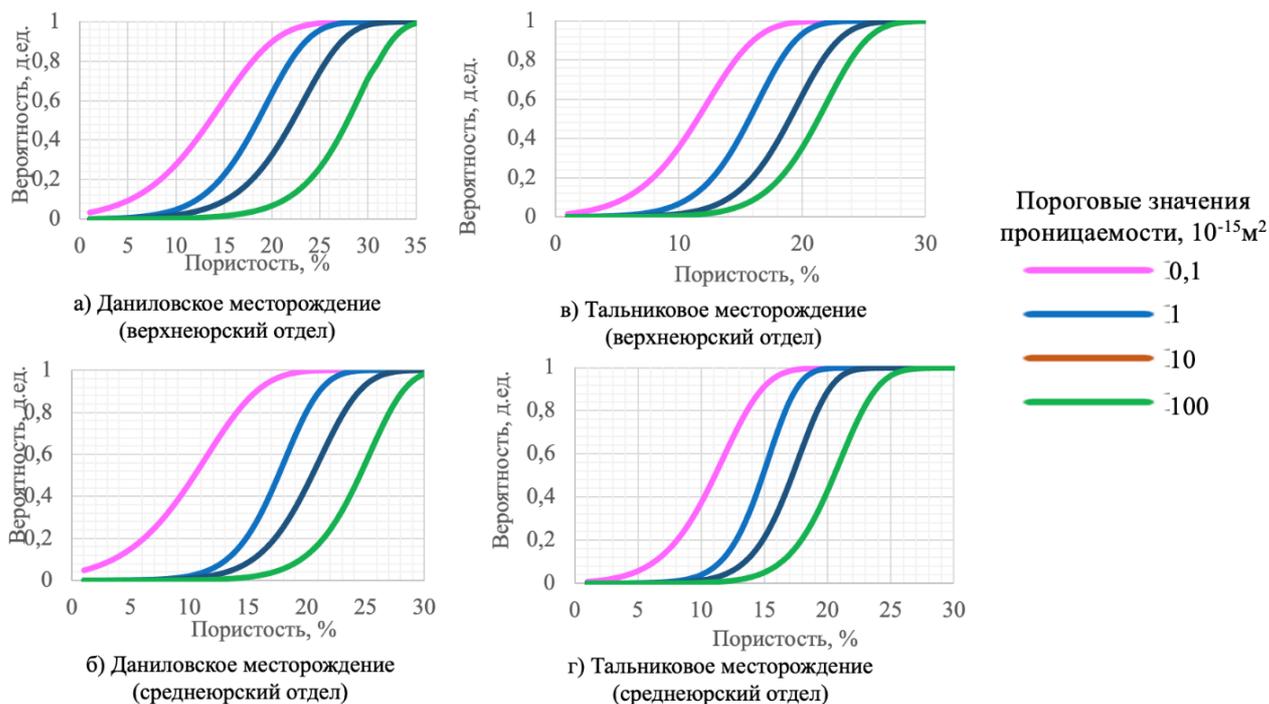


Рис. 5.1.15 Сравнения вероятностей превышения ряда пороговых значений проницаемости продуктивных отложений верхне- и среднеюрского отдела и прилегающих территорий⁹¹

При сопоставлении эмпирических зависимостей, рассчитанных для пластов различного возраста ряда месторождений, наблюдаются функциональные неоднородности. Как правило, при прочих равных условиях наибольшая вероятность преодоления соответствующей критической величины проницаемости больше для отложений тюменской свиты, чем для верхнемелового отдела. Рассмотренная закономерность в целом соответствует общей тенденции улучшенных фильтрационных свойств образцов среднеюрского отдела относительно более молодых пород, имеющих практически одинаковую пористость, которая достаточно устойчиво прослеживается на ряде месторождений, расположенных и на территории Шаимского нефтегазоносного района в частности, и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в целом. В данном случае мы вплотную подошли к проблеме исследования влияния глубины залегания на характер эволюции пустотного пространства [45]. Её важность сложно переоценить. По всей

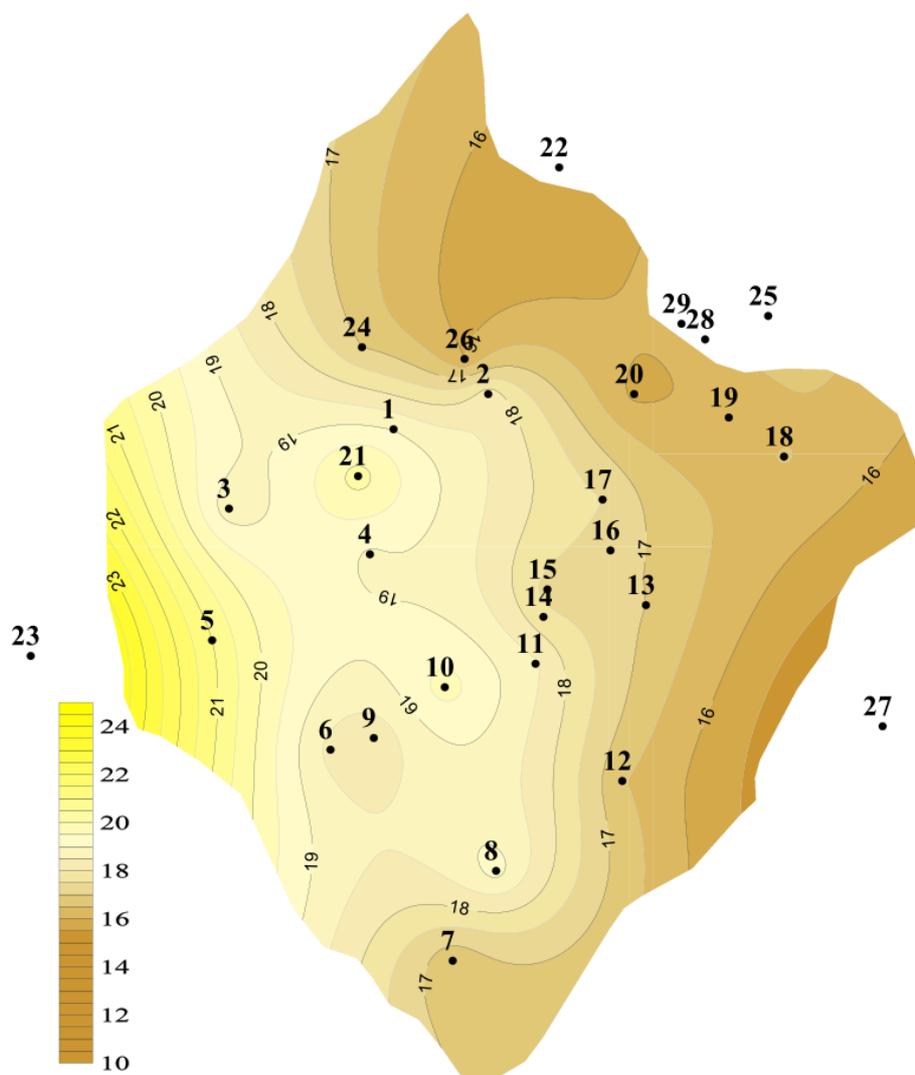
⁹¹ Выполнено автором

видимости, результаты данных изысканий могут способствовать созданию в ближайшем будущем методологии анализа результатов уплотнения продуктивных отложений, возникающих благодаря разработке залежей углеводородов. Материалы вероятностной оценки свойств коллекторов представляют интерес для осуществления региональных исследований. В данной работе за основу были взяты результаты описанных раньше расчётов частоты встречаемости коллекторов соответствующих классов проницаемости. После выполнения необходимых операций по осреднению интересующих параметров были определены вероятностные характеристики встречаемости классов проницаемости терригенных отложений. Отметим, что в среднем песчано-алевролитовые отложения абалакской свиты верхнеюрского отдела имеют относительно более высокие значения пористости, чем их аналоги тюменской свиты. При этом фиксируется большая вероятность присутствия коллекторов наилучших для рассматриваемой территории третьего и четвёртого классов, что в целом соответствует выявленным раньше закономерностям.

5.2 ВЫЯВЛЕНИЕ ПЛОЩАДНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Рассмотрены особенности изменений средних значений пористости месторождений Шаимского нефтегазоносного района (рис. 5.2.1 и 5.2.2).

На основании исследуемых зависимостей для каждого класса коллекторов построены схемы, отражающие вероятность обнаружения пород с соответствующими фильтрационными свойствами для разновозрастных пород. Также отмечена тенденция ухудшения очень хорошо проницаемых пород-коллекторов в северо-восточном направлении, соответствующем последовательному погружению продуктивных отложений. Данная тенденция обусловлена характером изменения условий осадконакопления, и особенностями развития постседиментационных преобразований.



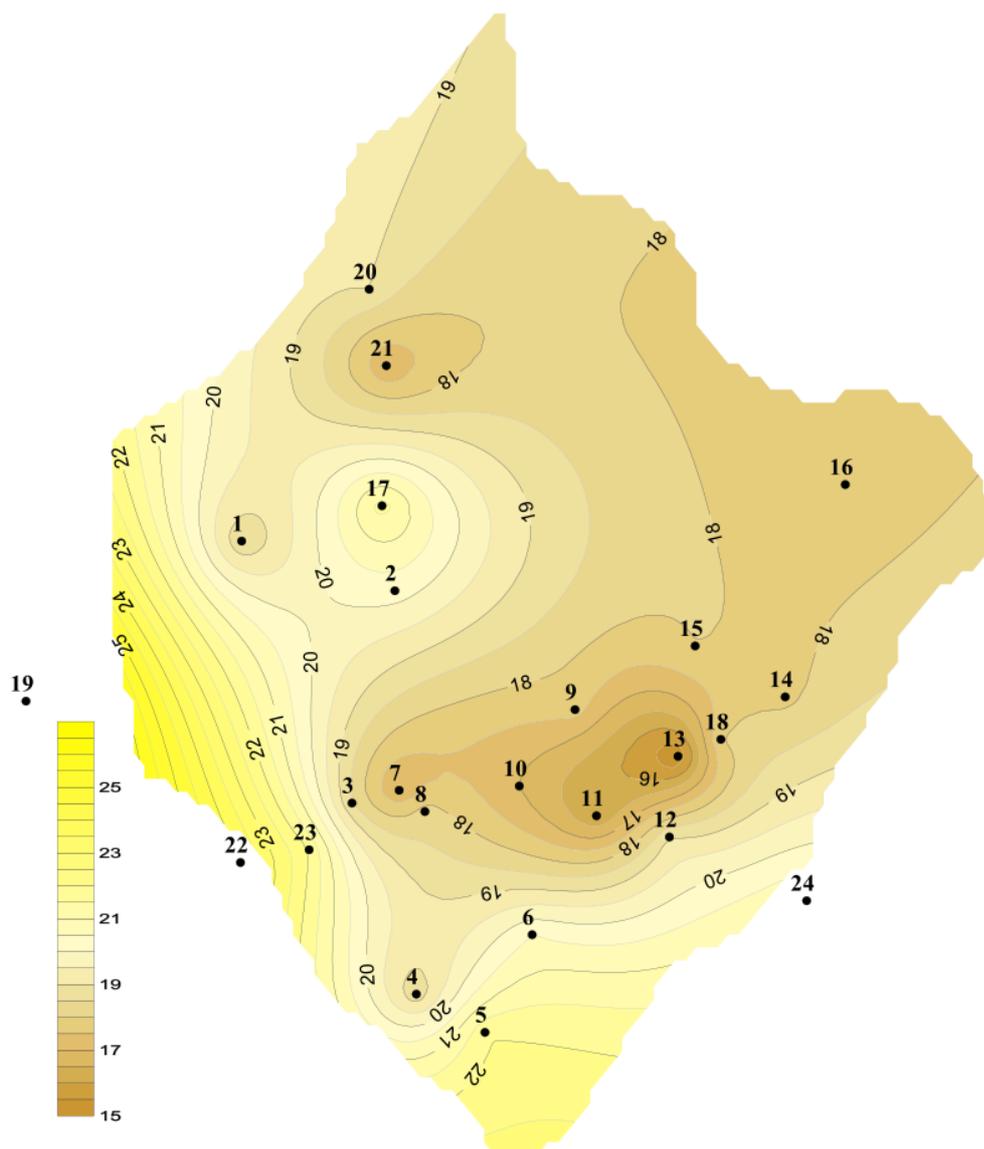
Месторождения:

1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хулгурское; 7 - Трехозерное; 8 - Моргымья-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское

Рис. 5.2.1 Принципиальная схема средней пористости коллекторов тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района⁹²

Средняя пористость терригенных коллекторов, как правило изменяется в интервале от 15%–30%. Наиболее высокими значениями характеризуются отложения тюменской свиты, которые находятся на северо-западной части Шаимского нефтегазоносного района. Наихудшими свойствами обладают отложения, располагающиеся в восточной части района.

⁹² Выполнено автором



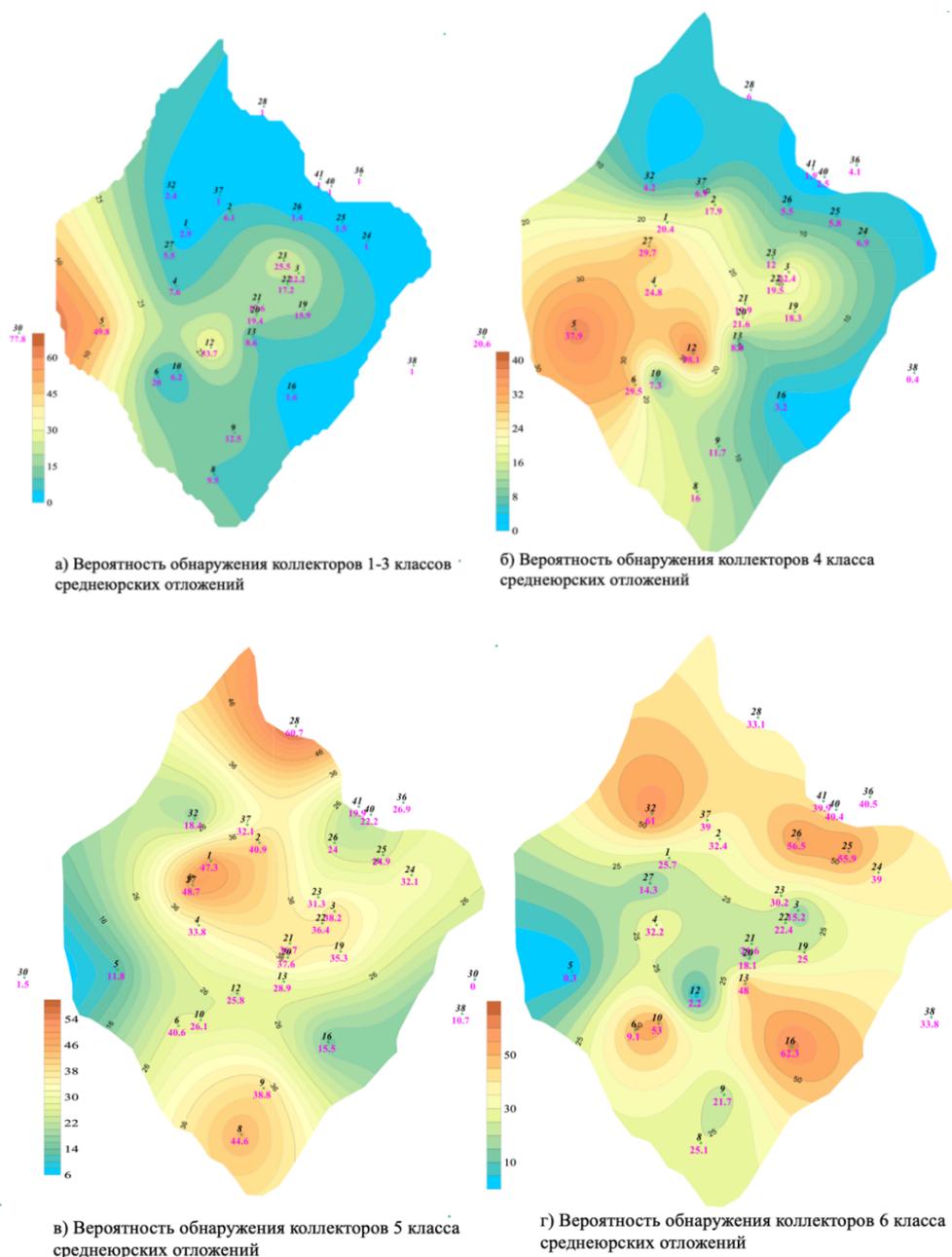
Месторождения:
 1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мулымьинское; 5 - Трехозерное; 6 - Мортымя-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемулымьинское; 11 - Польемское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопынское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экутальское; 24 - Восточно-Толумское

Рис. 5.2.2 Принципиальная схема средней пористости коллекторов тюменской свиты
 Шаимского нефтегазоносного района⁹³

Средняя пористость терригенных коллекторов, как правило изменяется в интервале 15%–30%. Наиболее высокими значениями характеризуются отложения абалакской свиты, которые находятся в северо-западной части

⁹³ Выполнено автором

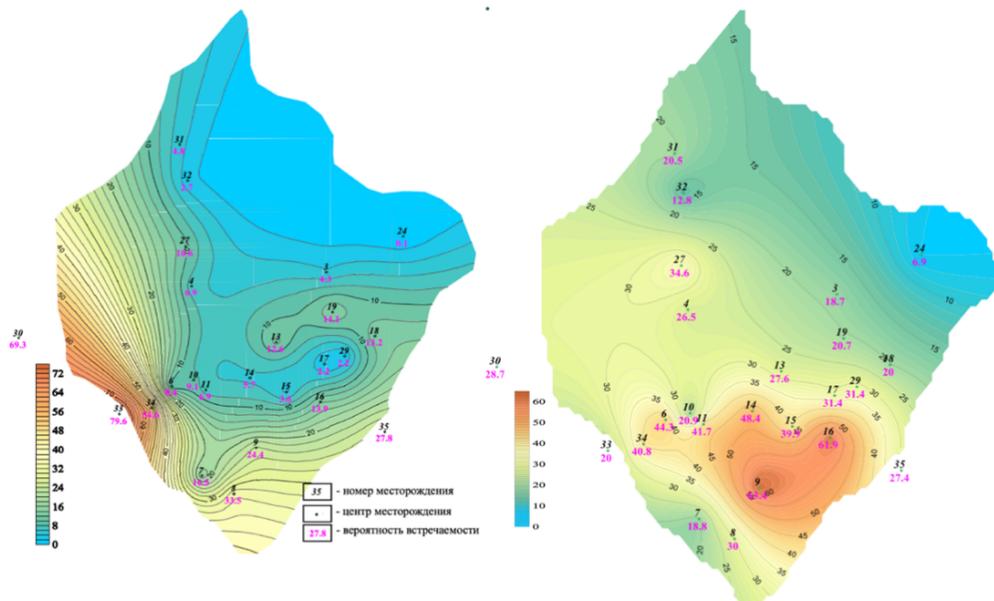
Шаимского нефтегазоносного района. Наихудшими свойствами обладают отложения, располагающиеся в восточной и центральной части района.



Месторождения: 1 - Шушминское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 8 - Трехозерное; 9 - Мортгмыя-Тетеревское; 10 - Узбекское; 12 - Славинское; 13 - Убинское; 16 - Толумское; 19 - Лумутинское; 20 - Мансингьянское; 21 - Филипповское; 22 - Урайское; 23 - Лазаревское; 24 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 25 - Пайтыхское; 26 - Ловинское; 27 - Северо-Даниловское; 28 - Западно-Тугровское; 30 - Иусское; 32 - Супринское; 36 - Яхлинское; 37 - Малопотанайское; 38 - Онтохское; 40 - Новомостовское; 41 - Западно-Новомостовское.

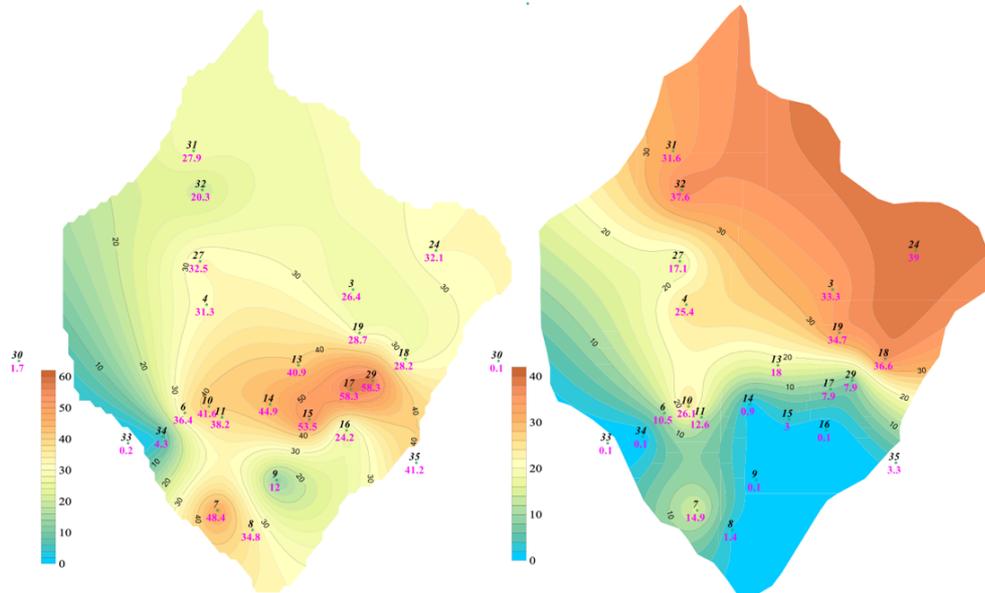
Рис. 5.2.3 Принципиальные схемы вероятности обнаружения коллекторов различных классов проницаемости отложений тюменской свиты среднеюрского отдела⁹⁴

⁹⁴ Выполнено автором



а) Вероятность обнаружения коллекторов 1-3 классов верхнеюрских отложений

б) Вероятность обнаружения коллекторов 4 класса верхнеюрских отложений



в) Вероятность обнаружения коллекторов 5 класса верхнеюрских отложений

г) Вероятность обнаружения коллекторов 6 класса верхнеюрских отложений

Месторождения: 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 6 - Хултурское; 7 - Мулымьинское; 8 - Трехозерное; 9 - Мортымья-Тетеревское; 10 - Узбекское; 11 - Андреевское; 13 - Убинское; 14 - Среднемулымьинское; 15 - Польемское; 16 - Толумское; 17 - Западно-Семивидовское; 18 - Каюмовское; 19 - Лумутинское; 24 - Потанайское (Потанай-Картопийское); 27 - Северо-Даниловское; 29 - Северо-Семивидовское; 30 - Иусское; 31 - Верхнекондинское; 32 - Супринское; 33 - Тангинское; 34 - Экугальское; 35 - Восточно-Толумское.

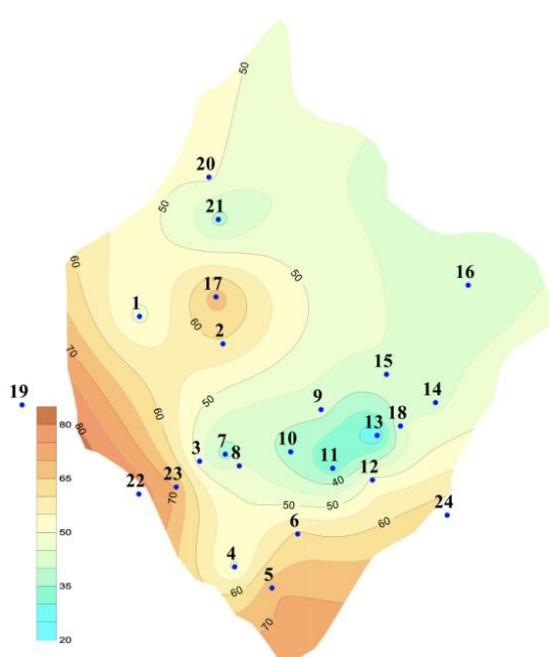
Рис. 5.2.4 Принципиальные схемы вероятности обнаружения коллекторов различных классов проницаемости отложений абалакской свиты верхнеюрского отдела⁹⁵

⁹⁵ Выполнено автором

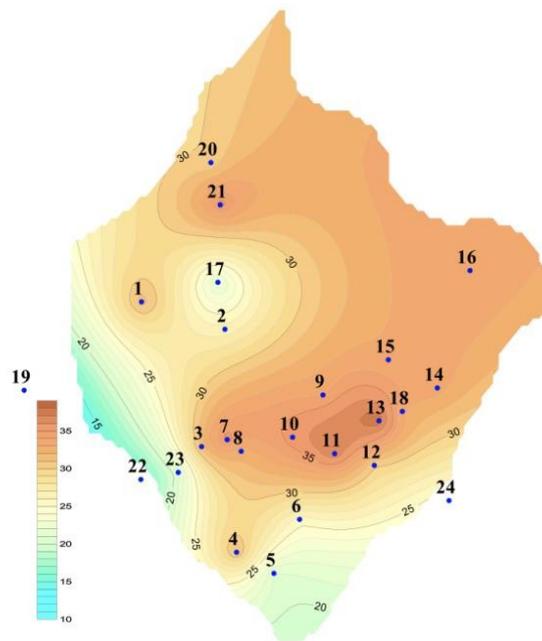
Данные схемы обладают высокой информативностью. Они отражают вероятности обнаружения коллекторов каждого класса проницаемости, в том числе, характеризуют коллекцию низкопроницаемых коллекторов для разновозрастных пород.

В юго-западной части Шаимского нефтегазоносного района отмечается высокая вероятность распространения отложений, проницаемость которых изменяется в интервале от 500 до $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в то время как в северо-восточной и юго-восточной частях наблюдается аномально-высокая вероятность распространения отложений, проницаемость которых изменяется в интервале от 0,1 до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (при подсчёте запасов и создании проекта разработки залежей углеводородов данные породы практически не учитываются). То есть здесь существует обстановка, негативно влияющая на миграцию, что в свою очередь создаёт предпосылки для образования литологических барьеров и, следовательно, формирования ловушек нефти и газа литологического или структурно-литологического типов. Полученные результаты представляют интерес не только для анализа характера распространения коллекторов различных классов. Данные схемы важны при проектировании поисковых работ с целью выявления неструктурных залежей углеводородов.

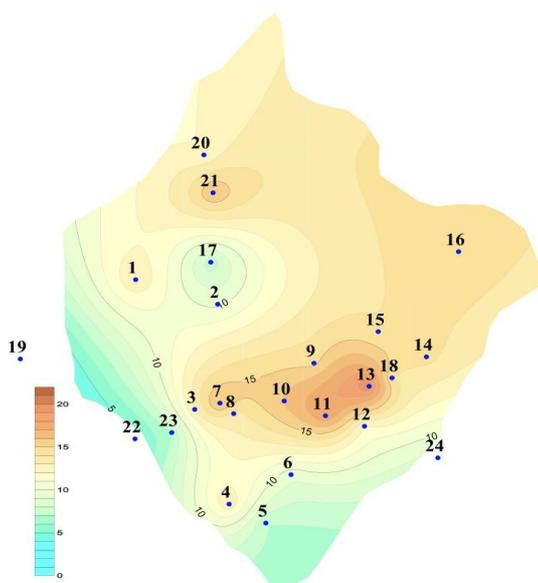
Рассмотрим результаты анализа вероятностных характеристик для параметра остаточная водонасыщенность (рис. 5.2.5 и 5.2.6). Для каждой группы отложений тюменской и абалакской свиты построены принципиальные схемы, отражающие вероятность обнаружения пород с определенными диапазонами изменений значений остаточной водонасыщенности.



а) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности меньше 20%



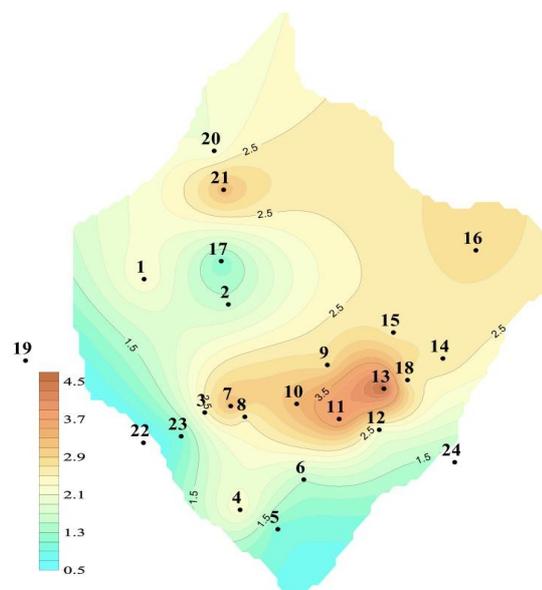
б) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности 20-40%



в) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности 40-60%

Месторождения (верхнеюрские отложения):

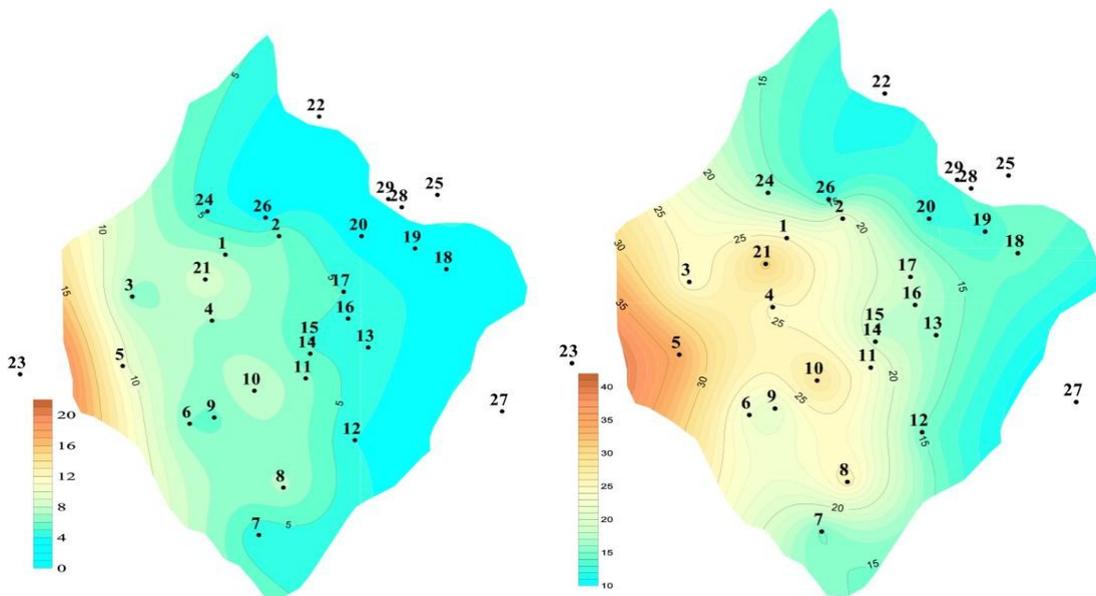
1 - Тальниковое; 2 - Даниловское; 3 - Хултурское; 4 - Мульмынское; 5 - Трехозерное; 6 - Мортымья-Тетеревское; 7 - Узбекское; 8 - Андреевское; 9 - Убинское; 10 - Среднемульмынское; 11 - Польемское; 12 - Толумское; 13 - Западно-Семивидовское; 14 - Каюмовское; 15 - Лумутинское; 16 - Потанайское (Потанай-Картопьянское); 17 - Северо-Даниловское; 18 - Северо-Семивидовское; 19 - Иусское; 20 - Верхнекондинское; 21 - Супринское; 22 - Тангинское; 23 - Экутальское; 24 - Восточно-Толумское.



г) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности больше 80%

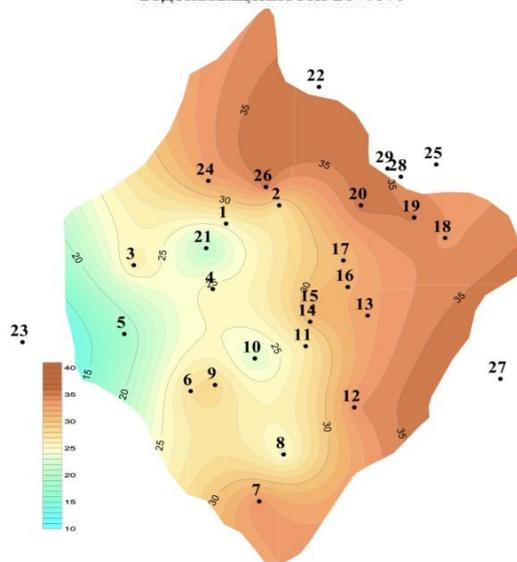
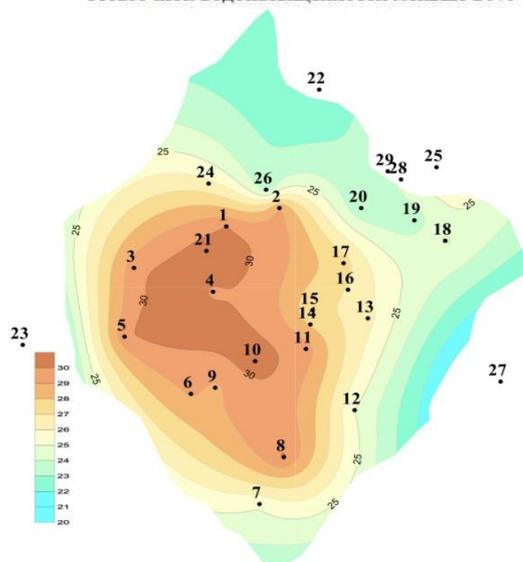
Рис. 5.2.5 Принципиальные схемы вероятности встречаемости пород с определенными значениями остаточной водонасыщенности абалакской свиты Шаимского нефтегазоносного района⁹⁶

⁹⁶ Выполнено автором



а) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности меньше 20%

б) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности 20-40%



в) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности 40-60%

г) Вероятность встречаемости пород с остаточной водонасыщенности больше 80%

Месторождения (среднеюрские отложения):

1 - Шушимское; 2 - Сыморьяхское; 3 - Тальниковое; 4 - Даниловское; 5 - Среднекондинское; 6 - Хултурское; 7 - Трехозерное; 8 - Мортымя-Тетеревское; 9 - Узбекское; 10 - Славинское; 11 - Убинское; 12 - Толумское; 13 - Лумутинское; 14 - Мансингьянское; 15 - Филипповское; 16 - Урайское; 17 - Лазаревское; 18 - Потанайское (Потанай-Картопынское); 19 - Пайтыхское; 20 - Ловинское; 21 - Северо-Даниловское; 22 - Западно-Тугровское; 23 - Иусское; 24 - Супринское; 25 - Яхлинское; 26 - Малопотанайское; 27 - Онтохское; 28 - Новомостовское; 29 - Западно-Новомостовское.

Рис. 5.2.6 Принципиальные схемы вероятности встречаемости пород с определенными значениями остаточной водонасыщенности тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района⁹⁷

⁹⁷ Выполнено автором

Необходимо отметить, что среднеюрские песчано-алевролитовые отложения имеют относительно более лучшие значения остаточной водонасыщенности, чем их отложения абалакской свиты (рис.5.2.5). Так же замечена большая вероятность присутствия пород с остаточной водонасыщенностью 20%–40% для рассматриваемой территории.

В результате аналитических исследований установлено следующее:

- при сопоставлении образцов одного и того же месторождения, имеющих практически равную пористость, наилучшими значениями проницаемости, преимущественно обладают более древние породы;
- площадное распространение пористости продуктивных отложений имеет тенденцию увеличения в западном направлении для коллекторов тюменской и абалакской свит;
- отмечена большая вероятность присутствия пород с остаточной водонасыщенностью 20–40% для рассматриваемой территории.

5.3 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОРОД РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Выполненный анализ представительной выборки петрофизических свойств верхнеюрского (абалакская свита) и среднеюрского (тюменская свиты) отделов по ряду месторождений позволил выполнить соответствующие вычисления запасов углеводородов отдельно для классов коллекторов, определённых по проницаемости. Приводятся доли запасов пород с различными ёмкостными свойствами (табл. 5.3.1–5.3.2) [53].

Возможность оценки объёмов пород каждого класса проницаемости геологической модели позволяет выполнить расчёты запасов углеводородов, приуроченных к отложениям с различными фильтрационными свойствами [60]. Для данных подсчётов требуется определить коэффициенты нефтегазонасыщенности, которые, как известно, достаточно тесно связаны с проницаемостью пород. Для ячеек геологической модели, которые

располагаются в пределах залежей углеводородов, сумма коэффициентов нефтенасыщенности (газонасыщенности) и остаточной водонасыщенности в подавляющем большинстве случаев будет равняться единице, поэтому в сложившейся ситуации необходимо акцентировать внимание на изучение особенностей соотношений коэффициентов остаточной водонасыщенности и проницаемости целевых отложений (рис 5.3.1). При этом для повышения надёжности результатов на основании увеличения объёмов выборок исследовались образцы, полученные и из пределов залежи, и из водонасыщенной части пластов [36,67].

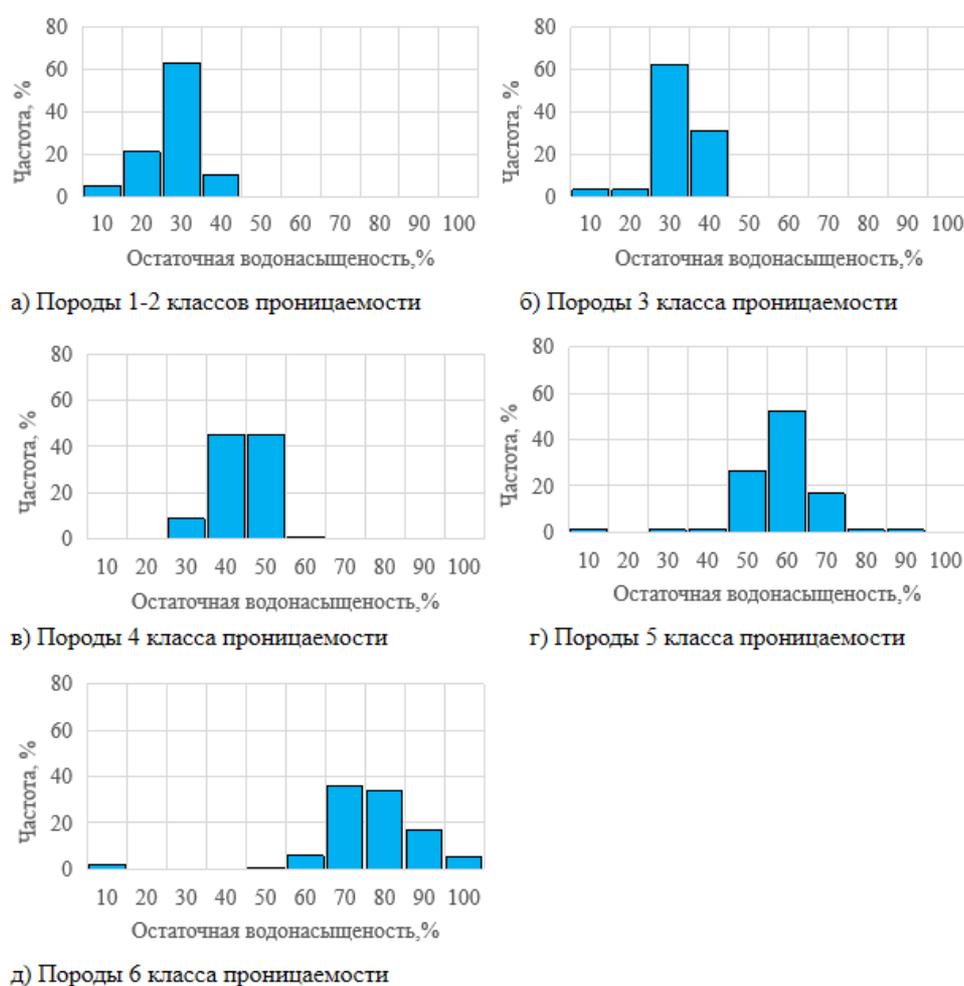


Рис. 5.3.1. Гистограммы коэффициентов остаточной водонасыщенности образцов различных классов проницаемости тюменской свиты Яхлинского месторождения⁹⁸

⁹⁸ Страхов, О. А. Богданов, Н. Н. Лексин, А. А. Маркелова, Е. Е. Поляков Дифференциальная оценка запасов нефти и газа пород юрской системы различных классов проницаемости Шаимского нефтегазоносного района. // 7. Недропользование XXI века. № 5–6 (101.) 2023. 58–71 с [53].

Для каждого стратиграфического диапазона месторождений на основании результатов исследования керна были созданы выборки образцы соответствующих классов проницаемости. Затем для всех коллекций были построены гистограммы коэффициентов остаточной водонасыщенности, на основании которых определяется вероятностное значение данного параметра для каждого класса пород (рис 5.3.1). Коэффициенты насыщенности углеводородами для ячеек в пределах залежи в первом приближении вычисляется по формуле 5.3.1

$$K_{НГН}^i = 1 - K_{ОВ}^i \quad (5.3.1)$$

где $K_{НГН}^i$ - коэффициент нефтегазонасыщенности пород i -го класса, д. ед.

$K_{ОВ}^i$ - коэффициент остаточной водонасыщенности пород i -го класса, д. ед.

Таким образом, возникает возможность общей дифференцированной оценки запасов углеводородов, насыщающих породы различных классов проницаемости. Использование вероятностных методов позволяет выполнить дифференциальную оценку запасов нефти и газа различных литотипов. В данном случае рассматриваются терригенные породы, сгруппированные по их фильтрационным свойствам. Выполненный анализ представительной выборки петрофизических свойств верхнеюрского и среднеюрского (тюменская свиты) отделов по ряду месторождений позволил выполнить соответствующие вычисления запасов углеводородов отдельно для классов коллекторов, определённых по проницаемости. Приводятся доли запасов пород с различными ёмкостными свойствами (табл. 5.3.1–5.3.2) [53].

Таблица 5.3.1. Дифференциальные запасы условного топлива пород различных классов проницаемости отложений верхнеюрского отдела ⁹⁹

№	Месторождение	Относительные первоначальные запасы углеводородов пород классов проницаемости, %				
		6 класс	5 класс	4 класс	3 класс	1–2 классы
1.	Андреевское	12.9	39.2	42.9	4.1	0.9
2.	Верхнекондинское	37.2	32.9	24.2	4.9	0.8
3.	Восточно-Толумское	3.3	41.3	27.5	22.8	5.1
4.	Даниловское	28.2	34.7	29.3	4.4	3.4

⁹⁹ Выполнено автором

№	Месторождение	Относительные первоначальные запасы углеводородов пород классов проницаемости, %				
		6 класс	5 класс	4 класс	3 класс	1–2 классы
5.	Западно-Семивидовское	7.9	58.4	31.5	2.1	0.1
6.	Каюмовское	37.3	28.7	20.5	11.4	2.1
7.	Лумутинское	35.3	29.3	21.1	13	1.3
8.	Мортымья-Тетеревское	1.1	13.5	77.3	4.9	3.2
9.	Мулымьинское	17	55.4	21.6	4.6	1.4
10.	Полюемское	3	53.5	39.9	3.5	0.1
11.	Потанайское	47.5	39	8.5	4.4	0.6
12.	Северо-Даниловское	18	34.3	36.5	7.5	3.7
13.	Северо-Семивидовское	7.9	58.4	31.5	1.9	0.3
14.	Среднемулымьинское	0.9	44.9	48.5	5.6	0.1
15.	Супринское	51.3	27.6	17.4	0.4	4.1
16.	Тальниковое	40.3	31.9	22.6	2.8	2.4
17.	Тангинское	0	0.3	20.1	73.8	5.8
18.	Толумское	1.2	23	61.9	12.5	1.4
19.	Трехозерное	2.2	47.1	40.7	5.4	4.6
20.	Убинское	18.2	41.3	27.9	12.5	0.1
21.	Узбекское	61.1	19.4	19.4	0	0
22.	Хултурское	10.9	37.8	46.1	4.1	1.1
23.	Экутальское	0.2	4.3	40.8	49.5	5.2

Таблица 5.3.2 Дифференциальные запасы условного топлива пород различных классов проницаемости отложений тюменской свиты среднеюрского отдела¹⁰⁰

№	Месторождение	Относительные первоначальные запасы углеводородов пород классов проницаемости, %				
		6 класс	5 класс	4 класс	3 класс	1–2 классы
1.	Даниловское	32.8	34.2	25.3	1.6	6.1
2.	Лазаревское	30.5	31.7	12.1	17.6	8.1
3.	Ловинское	64.5	27.5	6.3	1.6	0.1
4.	Лумутинское	26.4	37.4	19.4	16.5	0.3
5.	Малопотанайское	49.4	40.6	8.8	1.1	0.1
6.	Мансингьянское	18.8	38.8	22.3	19.7	0.4
7.	Мортымья-Тетеревское	25.6	45.7	13.9	7.2	7.6
8.	Онтохское	73.3	23.4	1.1	2.2	0
9.	Пайтыхское	63.3	28.2	6.7	1.7	0.1
10.	Северо-Даниловское	14.6	49.6	30.2	4.9	0.7
11.	Славинское	2.2	25.8	38.2	32.8	1
12.	Среднекондинское	0.4	11.8	37.9	39.9	10
13.	Супринское	70.7	21.5	4.9	2.9	0
14.	Сыморьяхское	33.3	41.9	18.5	5.9	0.4
15.	Тальниковое	15.5	39	22.9	19.6	3
16.	Толумское	75.2	18.8	4	1.8	0.2

¹⁰⁰ Выполнено автором

№	Месторождение	Относительные первоначальные запасы углеводородов пород классов проницаемости, %				
		6 класс	5 класс	4 класс	3 класс	1–2 классы
17.	Трехозерное	26.4	46.8	16.8	9.9	0.1
18.	Убинское	50.9	30.5	9.4	8.6	0.6
19.	Узбекское	57.2	28.2	7.9	6.3	0.4
20.	Урайское	23.4	38.1	20.5	17.7	0.3
21.	Филипповское	22.5	38.3	20.9	18	0.3
22.	Хултурское	9.1	41	29.7	18.7	1.5
23.	Шушминское	26.6	49.2	21.2	2.5	0.5
24.	Яхлинское	55.7	37.1	5.8	1.1	0.3

Исходя из анализа данных таблиц видно, что доля запасов, соответствующая породам, которые относятся к 6 классу коллекторов, обладает высокими значениями распределения относительно других классов коллекторов по ряду месторождений. Особенно это характерно для отложений тюменской свиты среднеюрского отдела (табл. 5.3.2).

Отметим, что запасы углеводородов, насыщающие терригенные породы коллекторов 6 класса, как правило, при освоении залежей не учитываются [53]. Определено это в первую очередь сложностью извлечения из них нефти и газа. При использовании традиционных методик из скважин, вскрывших отложения, проницаемость которых не превышает 10^{-16} м^2 , получают притоки с нерентабельными дебитами. Очевидно, назрела необходимость пересмотра подхода к созданию технологий разработки залежей нефти и газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследовано геологическое строение и проведен анализ фильтрационно-емкостных свойств и остаточной водонасыщенности (нефтегазонасыщенности) месторождений Шаимского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с целью актуализации перспектив освоения залежей углеводородов рассматриваемой территории.

В работе применялся комплексный подход, который включал сбор и обобщение геолого-геофизической информации, что позволило выявить ряд закономерностей изменений свойств нефти и коллекторов продуктивных отложений юрской системы Шаимского нефтегазоносного района.

В процессе проведенных исследований достигнуты следующие результаты:

1. Выполнено обобщение информации о геологическом строении Шаимского нефтегазоносного района.

2. Выявлен характер изменчивости свойств углеводородов на территории рассматриваемого района.

3. Проанализированы явные и функциональные неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений. При сравнении разновозрастных пород с практически одинаковой пористостью наибольшие значения проницаемости, имеют преимущественно представители коллекции наиболее древней группы пластов .

4. Разработан новый подход к оценке фильтрационных свойств геологических моделей на основании использования вероятностных методов, позволяющий рассчитывать в автоматическом режиме гистограммы проницаемости каждой ячейки геологической модели, определяющий возможность усовершенствовать систему построения моделей и оценку запасов углеводородов, а также разрабатывать более детальные проекты воздействия на пласт в процессе освоения залежей нефти и газа.

5. Предложена методика автоматизированного анализа остаточной водонасыщенности на основании использования вероятностных методов, которая позволяет строить гистограммы данного параметра для каждой ячейки геологической модели, что позволяет выполнять оценки особенностей изменений коэффициентов нефтегазонасыщенности в пределах залежей углеводородов.

6. Результаты выполненного анализа площадных неоднородностей коллекторских свойств позволяют локализовать территории благоприятные для существования ловушек литологического типа на территории Шаимского нефтегазоносного района.

7. Осуществлена дифференциальная оценка запасов углеводородов для пород различных классов проницаемости по ряду месторождений Шаимского нефтегазоносного района.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев В. П., Федоров Ю. Н., Савенко В. А. Структура и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). - Екатеринбург: УГГУ, 2009. - 227 с.
2. Альтемиров Д. В. Характеристика Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Молодой ученый. - 2017. - №3. - С. 199–201.
3. Амон Э. О., Алексеев В. П., Глебов А. Ф., Савенко В. А., Федоров Ю. Н. Стратиграфия и палеогеография мезозойскокайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). - Екатеринбург: УГГУ, 2010. - 257 с.
4. Ашмян К. Д., Вольпин С. Г., Ковалева О. В., Пономарев А. К., Чен-Лен-Сон Ю.Б. Зональное распределение остаточных запасов нефти в продуктивном пласте. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2022. - № 8. - С. 56–61.
5. Белоновская Л. Г., Булач М. Х., Гмид Л. П. Роль трещиноватости в формировании ёмкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2007. - №Т.2. - С. 18.
6. Богданов О. А. Выделение пластов с малоизмененным характером насыщения продуктивных отложений в процессе разработки газовых залежей // Наука и техника в газовой промышленности. - 2016. - №3. - С. 40–45.
7. Богданов О. А., Страхов П. Н. Оценка фильтрационных свойств терригенных отложений сеноманского яруса северной части Западной Сибири при построении геологических моделей залежей углеводородов // Наука и техника в газовой промышленности. - 2017. - №3. - С. 3–8.
8. Большаков Ю. Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 66 с.
9. Варламов А. И., Гогоненков Г.Н., Мельников П. Н., Черемисина Е. Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой

геологии и недропользовании России // Геология нефти и газа. - 2021. - № 3. - С. 5–20.

10. Жеро О. Г., Л. В. Смирнов, В. С. Сурков О перспективах нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. - 1968. - №11. - С. 3–11.

11. Злобина О. Н. Строение, состав и обстановки формирования юрских отложений Приуральской части Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью региона: диссертация к.г.-м.н. 25.00.06. - Новосибирск, 1968. - 300 с.

12. Карнаухов А. М. Перспективы цифровизации исследовательской деятельности в геологоразведке // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017. - №Т. 12. № 4. - С. 3–11.

13. Касьянов И. В., Нежданов А. А. Роль процессов карбонизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири //Геология нефти и газа. -2020.- №1.С. 69–79.

14. Ковригина Е. К., Лебедева Е. А. Геологическая карта доюрских образований. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Лист Р-42. ФГУП «ВСЕГЕИ». 2010.

15. Комисаренко А. С., Кочетов А.В., Загоровский А. А., Кузнецов Е. Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 51–57.

16. Конторович А. Э., И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук Ю. Г. Эрвье Геология нефти и газа Западной Сибири . - Москва: Недра, 1975. - 680 с.

17. Курышева Н. К. Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках: диссертация к.г.-м.н. 25.00.12. - Тюмень, 2005. - 236 с.

18. Маркелова А. А. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2024622756 Российская Федерация. Определение вероятностных характеристик при изучении различных классов проницаемости среднеюрских отложений месторождений Шаимского нефтегазоносного района : № 2024622393 : заявл. 11.06.2024 : опубл. 26.06.2024 / А. А. Маркелова; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы».

19. Маркелова А. А. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2024622621 Российская Федерация. Определение вероятностных характеристик при изучении различных классов проницаемости верхнеюрских отложений месторождений Шаимского нефтегазоносного района : № 2024622389 : заявл. 11.06.2024 : опубл. 17.06.2024 / А. А. Маркелова; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы».

20. Маркелова А. А., Стопани К.А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022611634 Российская Федерация. Вероятностная оценка проницаемости ячейки цифровой геологической модели : № 2022610607 : заявл. 19.01.2022 : опубл. 28.01.2022 / А. А. Маркелова, К.А. Стопани; заявитель федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский университет дружбы народов».

21. Маркелова А. А. Характеристика вероятностной оценки проницаемости пород элементарной геологической ячейки модели / А. А. Маркелова // Перспективы развития геологии, горного и нефтегазового дела : материалы научно-практической конференции, Москва, 29 сентября 2023 года. – Москва: Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, 2023. – С. 11–13.

22. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. - Уфа: Гилем, 1999. - 464 с.
23. Михайлец Н.М. Оценка перспектив нефтегазоносности фундамента Шаимского нефтегазоносного района // Экспозиция Нефть Газ. - 2010. - №6. - С. 14–15.
24. Москвин В.И., Данилова В. П., Костырева Е. А., Левчук М. А., Парфенова Т. М., Моисеева Н. В., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Источники нефти в залежах Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2004. - №6. - С. 730–741.
25. Никифоров В. В. Геологическое обоснование влияния разломной тектоники на эффективность нефтеизвлечения месторождений Шаимской группы: диссертация к.г.-м.н. 2.8.3.- Уфа, 2023. - 147 с.
26. Никифоров В. В., Япарова Г. Ф. Влияние тектонических разрывных нарушений на эффективность разработки залежей Тюменской свиты // Сборник научных трудов. - Уфа: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения, 2018. - С. 107–114.
27. Никифоров В. В., Котенев Ю.А. Геотектонические критерии потенциала нефтегазоносности Шаимского региона // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. - 2022. - №1. - С. 39–47.
28. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного региона Сборник научных статей, посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» ООО «Лукойл-Западная Сибирь». - Урай-Тюмень: 2002.
29. Пономаренко А. С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы // Вестник Евразийской наука. - 2020. - №6. - С. 14.
30. Попов И. П., Попов А. И., Лесной А.Н. Обоснование фильтрационно-емкостной модели юрских залежей и формирования

трудноизвлекаемых запасов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2010. - №2. - С. 24–29.

31. Потехин Д. В., Путилов И. С. Обоснование применения методов интерпретации гидродинамических исследований скважин с различной конструкцией забоя // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 4. С. 28–32.

32. Савенко В. А., В. П. Алексеев В. П., Амон Э. О Структурно-палеогеографические особенности средне-верхнеюрских продуктивных горизонтов Шаимского нефтегазоносного района и прилегающих территорий Западной Сибири // Труды Института геологии и геохимии им. акад. А.Н. Заварицкого. - 2009. - №156. - С. 81–85.

33. Сазоненко Д.Ф. Типы разрезов юрско-меловых отложений Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2001. - №10. - С. 16–19.

34. Сайпушева Л. Н. Вещественный состав и строение доюрских образований Шаимского нефтегазоносного района в связи с перспективами нефтегазоносности: диссертация к.г.-м.н. 25.00.06. - Москва, 2003. - 116 с.

35. Сапожников А. Б. Необходимость актуализации принципов стадийности геологоразведочных работ с целью оптимизации выявления и освоения скоплений углеводородов // Недропользование XXI век.- 2019. – № 3.– С. 20–24.

36. Сборник материалов конференции Геонауки: время перемен, время перспектив // Вероятностный подход к оценке проницаемости и остаточной водонасыщенности ячеек геологической модели коллекторов порового типа при подготовке залежей нефти и газа к разработке П. Н. Страхов , А. А. Маркелова, А.Е. Котельников, А. С. Макарова, В.М. Бугина , Е.П. Страхова, Н.Н. Лексин.-2023.

37. Славкин В. С., Страхов П. Н., Френкель С. М. Возможность определения проницаемости коллекторов порового типа по данным ГИС //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1997. - №2. - С. 17–21.

38. Соколов Б. А. Эволюционно-динамические критерии нефтегазоносности недр. - Москва: 1985. - 168 с.

39. Стенькин А. В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Уметбаев В. Г., Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями// Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.- 2019.- № 1. -С. 214–223.

40. Страхов П. Н., Сапожников А. Б., Богданов О. А. Геология освоения залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов: учебное пособие. - Москва: РУДН, 2021. - 90 с.

41. Страхов П. Н., Колосков В.Н., Богданов О. А., Сапожников А. Б. Исследование неоднородностей нефтегазоносных отложений: учебное пособие. - Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина , 2018. - 190 с.

42. Страхов П. Н., Филиппов В. П., Мазанова А. В., Фадеев И. Ю. Проблемы освоения залежей углеводородов, приуроченных к коллекторам сложного строения // Нефтяное хозяйство. - 2015. - №12. - С. 98–101.

43. Страхов П. Н., Сапожников А. Б., Богданов О. А., Страхова Е. П. Теоретические аспекты выявления неструктурных залежей нефти и газа // Наука и техника в нефтегазовой промышленности. - 2019. - №2. - С. 3–11.

44. Страхов П. Н., Маркелова А. А., Богданов О. А., Поляков Е. Е., Лексин Н. Н., Сапожников А. Б. Теоретические предпосылки прогнозирования зон карбонатных отложений с улучшенными коллекторскими свойствами //Наука и техника в нефтегазовой промышленности.- 2024.- №2.-С. 18–25.

45. Страхов П. Н., Маркелова А. А., Крылов Д. Н., Вероятностная оценка неоднородностей коллекторских свойств верхнеюрского отдела

Шаимского района // Наука и техника в нефтегазовой промышленности. - 2023. - №2. - С. 3–11.

46. Страхов П. Н. Неоднородность нефтегазоносных отложений и методы ее моделирования: диссертация д.г.-м.н. 25.00.12. - Москва, 2013. – 261 с.

47. Страхов П.Н, Маркелова А. А., Страхова Е. П. Теоретические предпосылки выявления коллекторов в доюрском комплексе в западной части ХМАО // Наука и техника в газовой промышленности. - 2022. - №3. - С. 3–8.

48. Страхов П. Н., Давыдова Е. А., Скачек К.Г., Еремин Ю. Г. Комплексирование информации о разномасштабных неоднородностях при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство. - 2020. - №7. - С. 82–87.

49. Страхов П. Н. Типизация факторов, влияющих на качество геологических моделей разрабатываемых залежей углеводородов. // Наука и техника в газовой промышленности. -2016. -№2. С. 10–17.

50. Страхов П. Н., Маркелова А. А. Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. - 2022. - №3. - С. 224-231.

51. Страхов П. Н., Филиппов В. П., Колосков В.Н., Сапожников А. Б., Богданов О. А., Мусихин К.В. Влияние глубины залегания продуктивных отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на их фильтрационно-ёмкостные неоднородности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2017. - №8. - С. 28–32.

52. Страхов П. Н., Белова А. А., Маркелова А. А., Страхова Е. П. Учет неоднородности продуктивных отложений при построении геологических моделей с целью повышения эффективности водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. - 2021. - №2. - С. 46–49.

53. Страхов П.Н, О. А., Богданов, Н. Н. Лексин, А. А. Маркелова, Е. Е. Поляков Дифференциальная оценка запасов нефти и газа пород юрской

системы различных классов проницаемости Шаимского нефтегазоносного района. // Недропользование XXI века. - 2023.-№5–6. -С.58–71.

54. Топешко В. А., Красавчиков В.О., Каменецкая С. М., Левчук М. А., Миткарев В. А., Москвин В. И., Сазоненко Д.Ф. Продуктивные комплексы Шаимского нефтегазоносного района (НГР) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 90–97.

55. Федоров Ю. Н., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Лепихина Г.С., Маслов А. В. Микроэлементная характеристика сырых нефтей Вогулкинского и Тюменского резервуаров Шаимского нефтегазоносного района: сопоставление// Литосфера.- 2012.-№ 2. -С. 141–151.

56. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. - Москва: Недра, 1969. - 368 с.

57. Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С. Е., Грунис Е.Г., Алексеев Р. А. Искусственный интеллект – важный инструмент современного геолога // Геология нефти и газа. -2021. -№ 2.- С. 37–45.

58. Черников О. А. К изучению геологической неоднородности резервуаров углеводородов // Геология нефти и газа.-1995.-№9.-С. 12–16.

59. Шабрин Н.В. Геологическое обоснование освоения углеводородного потенциала коры выветривания и юрских отложений (месторождения Шаимского региона): диссертация. к.г.-м.н. 2.8.3.- Уфа, 2024. - 126 с.

60. Шабрин Н. В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Машкова Е. А., Обоснование геологических критериев распределения остаточных запасов нефти юрских отложениях и технологии их освоения // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12. – С. 20–26

61. Шарыга А.В., Пономарева Д. В. Анализ эффективности выработки запасов нефти тюменской свиты на месторождении Шаимского нефтегазоносного района// Международный студенческий научный вестник.- 2018. -№ 6. -С. 207.

62. Шишигин С. И. Изучение коллекторских свойств трещиноватопоровых коллекторов песчано-глинистых пород Западной Сибири // Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. - С. 104–114.
63. Шпильман В.И., Знамовский Н.И., Подсосова Л. Л. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты. 1999.
64. Шустер В.Л. Геологические основы моделирования залежей нефти и газа в фундаменте и оценка рисков при их поисках: диссертация д.г.-м.н. 25.00.12. - Москва, 2000. - 239 с.
65. Blévec T., Dubrule O., John C.M., Hampson G.J., Geostatistical Earth modeling of cyclic depositional facies and diagenesis. London //AAPG Bull. -2020 .-Vol. 104 -P.711–734.
66. Larue K., Allen J. P., and Beeson D. Fluvial architecture and four-dimensional saturation modeling of a steam flood: Kern River field. D. California. Kern River field. D. California // AAPG Bull V. 104. No 5 -2020. -P. 1167-1196.
67. Ranking and Upscaling of Geostatistical Reservoir Models Using Streamline Simulation: A Field Case Study / / SPE Reservoir Evaluation & Engineering H. Ates, A. Bahar, S. El-Abd M Charfeddine, M Kelkar, A Datta-Gupta. – 2005.-P.22-32.
68. Strakhov P.N. Markelova A.A., Gorbyleva Ya.A., Strakhova E.P. Importance of accounting macro heterogeneity of productive strata to improve efficiency of water alternating gas injection process // Eurasian Mining. -2022. -№ 2. -P. 3-6.
69. Strakhov P.N., Markelova A.A., Strakhova E.P. Estimation of residual water saturation in 3D geological modeling // EURASIAN MINING. -2024. -No. 1.- P. 25–27
70. Strakhov P.N., Markelova A.A. Probabilistic evaluation of the permeability of the rocks of the elementary cell of a geological model // SOCAR Proceedings. -2024.-No.2-P.056-060.

Фондовая литература:

71. Баракин В.А. Геологический отчет №23528 Материалы изменения запасов углеводородов по пластам Ю2-3, Ю4, Ю5, Ю6, Ю10/1, Ю10/2 Западно-Тугровского месторождения, 2016, КогалымНИПИ нефть филиал ООО “ЛУКОЙЛ-Инжиниринг”.

72. Журавлев Е. Г., Марьенко Н. Н., Молотова Н. А. Геологический отчет, ТЭД, ТЭО, ТЭС № 505522 Анализ вещественного состава и структуры доюрских комплексов пород Шаимского района и прилегающих территорий с целью выбора направлений поисковых работ нефть и газ. Отчет заключительный по договору № 2Л/281.2002.

73. Левчук М. А., Москвин В. И. Геологический отчет, ТЭД, ТЭО, ТЭС № 502838 Комплексные геологические исследования Шаимского нефтегазоносного района. Отчет по договору № 10–99, 2001, СО РАН.

74. Черняев В. Г., Елфимова Н. А., Алиева М. М. Геологический отчет, ТЭД, ТЭО, ТЭС № 517817 Определение подсчётных параметров пластов Ю2-6 Ловинского месторождения на основе петрофизических моделей неоднородности пород и использования оптимизированных алгоритмов интерпретации ГИС. Отчёт о НИР, 1999.

75. Чистяков В. Б., Хабаров А. Н., Заварзин И.В. Геологический отчет, ТЭД, ТЭО, ТЭС № 499188 Выделение зон улучшенных коллекторов в юрских пластах Западно-Тугровского месторождения на основе построения моделей уплотнения пород. Договор № 803–325, 2003.

76. Шторц О.О. Геологический отчет № 03943 Разработка методики определения коллекторских свойств продуктивных отложений Шаимского района методами промысловой геофизики, 1969.