

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Национальный исследовательский технологический
университет «МИСИС»

На правах рукописи

Одинцова Анастасия Александровна

**РАЗРАБОТКА ГЕОИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ**

Специальность 1.6.20 – «Геоинформатика, картография»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
кафедры геологии и маркшейдерского дела,
чл.-корр. РАН В. Н. Татарин

Москва – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАБОТЫ С ГЕОПРОСТРАНСТВЕННЫМИ ДАНЫМИ.....	13
1.1 Анализ отечественного и мирового опыта использования геоинформационных технологий для анализа и управления данными.....	13
1.2 Современные подходы к сбору и интеграции геологической информации	18
1.3 Технологии обработки и анализа геоданных для геокартирования, прогноза и поиска нефтяных месторождений.....	25
1.4 Выводы, цель и задачи исследования.....	31
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ КОНЦЕНТРАЦИИ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЯХ.....	35
2.1 Характеристика крупнейших нефтегазоносных провинций и месторождений нефти.....	35
2.2 Важнейшие признаки концентрации крупнейших месторождений нефти в мире	51
2.3 Классификация условий локализации крупнейших скоплений нефти и их региональные геологические особенности развития	57
2.4 Выводы	71
ГЛАВА 3. ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОДАНЫХ В ЕДИНУЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННУЮ СРЕДУ	75
3.1 Архитектура и структура базы данных	75
3.2 Описание исходных данных и атрибутов	82
3.2.1 Статические данные.....	83
3.2.2 Динамические данные	89
3.3 Разработка ГИС-проекта.....	94
3.4 Формирование сводного рейтинга перспективности освоения, эксплуатации и развития нефтегазоносных провинций	98
3.4.1 Методологический подход к интегральной оценке.....	100
3.4.2 Последовательность анализа интегральных показателей и $CAPEX_{rel}$, разработка алгоритма принятия решений по развитию НГП.....	104
3.4.3 Рейтинговая оценка месторождений крупнейших НГП по ключевым характеристикам.....	107
3.5 Выводы	114
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА СЕРВИСНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ГЕОПРОСТРАНСТВЕННОГО АНАЛИЗА.....	116
4.1 Разработка веб-сервиса	116
4.2 Разработка интерактивной системы визуализации данных ORBUS	124

4.3 Результаты внедрения аппаратно-программного комплекса.....	133
4.4. Выводы.....	139
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	141
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	144
ПРИЛОЖЕНИЕ А	168
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ В	170

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЗРФ	Арктическая зона Российской Федерации
БД	база данных
ГИС	географическая информационная система
ГЦ РАН	Геофизический центр Российской академии наук
ИИ	искусственный интеллект
ИСВ	интерактивные сферические визуализации
НГП	нефтегазоносные провинции
НОЦ	научно-образовательный центр
ПИ	полезные ископаемые
ПК	персональный компьютер
ПО	программное обеспечение
ПЖД	поддержание пластового давления
СА	системный анализ
УВ	углеводороды

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. В настоящее время возрастает потребность в развитии методов поиска и разведки уникальных и крупных месторождений нефти, в том числе в Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ). Решение этой проблемы осуществляется в рамках *«Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года»*. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 4 марта 2025 года № 500-р предусмотрены внедрение и использование цифровых технологий обработки геологических данных, а также проведение региональных исследований на всех этапах геологоразведочных работ, включая создание прогностических моделей в рамках обоснования и выбора стратегий развития нефтегазоносных провинций (пункт 31).

Комплексный анализ геолого-геофизических данных и эффективное управление ими играют ключевую роль в повышении производительности, уровня промышленно-экологической безопасности, снижении инвестиционных и эксплуатационных издержек при поиске и разведке жидких и газообразных углеводородных ресурсов. Высокая степень детализации геолого-геофизической информации, разнообразие источников и форматов междисциплинарных данных требуют применения современных подходов к их сбору, обработке и хранению. Использование геоинформационных технологий с инновационными подходами позволяет сократить временные и материальные затраты, повысить качество принимаемых стратегических решений, минимизировать риски проявления аварийных ситуаций и производственных сбоев, а также повысить эффективность управления производственными процессами.

Развитие геоаналитических методов способствует выявлению объективных закономерностей в больших массивах разнотипных данных, повышает точность прогноза и обеспечивает надежное длительное хранение информации. Тем не менее сохраняется необходимость в специализированных

системах, предназначенных для решения прикладных задач нефтегазовой отрасли и охватывающих весь цикл обработки пространственно-ориентированных данных – от их хранения и упорядочения до комплексного анализа, интерпретации и визуализации.

Одним из ключевых направлений работ является выявление фундаментальных закономерностей локализации крупнейших месторождений нефтегазоносных провинций (НГП) мира. Использование геоинформационных технологий значительно повышает эффективность обработки больших объемов геологической, технологической, экологической и другой информации. Важным аспектом становится создание интуитивно понятных интерфейсов и инструментов для предварительной обработки данных непосредственно в веб-среде (фильтрация, классификация, сортировка и др.). Эти же технологии обладают высоким потенциалом для совершенствования образовательного процесса при подготовке специалистов-геологов.

В этой связи разработка геоинформационного комплекса для анализа геопространственных данных в районах концентрации крупнейших месторождений нефти, обоснования перспектив и стратегий их освоения и эксплуатации является актуальной научной задачей. Ее решение позволит повысить качество и скорость обработки координатно-привязанной геолого-геофизической информации, улучшить обоснованность производственных и технологических решений при разведке нефтяных месторождений крупнейших нефтегазоносных провинций, а также расширить возможности их комплексного анализа.

Цель исследования – разработка современного геоинформационного обеспечения, предназначенного для выявления базовых закономерностей локализации крупнейших месторождений нефти и обоснования перспектив освоения нефтегазоносных провинций.

Идея работы заключается в использовании системного подхода, объединяющего методы геоинформатики и комплексного анализа

междисциплинарных геоданных, к разработке специализированной базы данных, дополненной системой их оценки, интерпретации и визуализации.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **основные задачи:**

1. Провести анализ существующего базового научно-методического и программно-аналитического обеспечения геоинформационных технологий и опыта их применения при поиске и разведке нефтяных месторождений;

2. Исследовать геопространственные закономерности локализации крупнейших НПП на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных;

3. Разработать классификацию крупнейших НПП, основанную на выявленных закономерностях их пространственного распределения;

4. Интегрировать данные по крупнейшим месторождениям нефти из разных источников информации в единую унифицированную базу данных на платформе NextGIS QGIS;

5. Разработать методологический подход интегральной рейтинговой оценки перспективности крупнейших нефтяных месторождений в пределах НПП на основе геолого-технологических показателей и индекса относительной капиталоемкости ($CAPEX_{rel}$) для обоснования эффективности их освоения и эксплуатации;

6. Разработать геоинформационный веб-сервис, обеспечивающий длительное централизованное хранение, обработку, анализ и визуализацию пространственных данных, а также удобный пользовательский доступ к ним;

7. Разработать технические и программные решения визуализации на базе цифровой демонстрационной системы со сферическим проекционным экраном, предназначенные для высокоинформативного представления пространственного распределения и закономерностей локализации нефтяных месторождений в научно-аналитических целях;

8. Провести процедуру валидации и верификации разработанного геоинформационного обеспечения, предназначенного для выявления базовых

закономерностей локализации крупнейших месторождений нефти в пределах НПП и повышения эффективности геолого-аналитических исследований в целях обоснования перспектив и стратегий их освоения и эксплуатации.

Методы исследования включают: анализ научной и методической литературы; сбор данных по крупнейшим месторождениям нефти России и мира; математические методы обработки данных; методы системного анализа и квалиметрии; технологии объектно-ориентированного программирования для разработки веб-сервисов; программные средства NextGIS QGIS.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Предложена процедура разработки геоинформационного обеспечения для обоснования перспектив освоения крупнейших месторождений нефти, основанная на систематизации и классификации нефтегазоносных провинций с применением комплексного анализа геолого-геофизических данных и выявлением закономерностей их пространственного распределения, обеспечивающая повышение эффективности изучения нефтяных месторождений.

2. Разработано геоинформационное обеспечение, включающее специализированную базу данных и ГИС-проект для интеграции, визуализации и анализа нефтяных месторождений, в котором реализован метод интегральной оценки технологичности освоения месторождений и относительных капитальных затрат ($CAPEX_{rel}$), что позволяет обосновывать рациональную очередность их освоения.

3. Разработан аппаратно-программный комплекс, интегрированный с геоинформационным обеспечением, реализующий многомерное картографическое представление и интерактивное взаимодействие с результатами анализа нефтяных месторождений на базе цифровой системы визуализации со сферическим проекционным экраном для расширения возможностей верификации, апробации и представления результатов геоинформационного анализа.

Научная новизна работы:

1. Разработана структура базы данных, обеспечивающая унификацию и сопоставимость разнородных параметров для проведения комплексных аналитических исследований НГП.

2. Систематизированы и классифицированы условия локализации крупнейших нефтяных месторождений в пределах НГП для выявления базовых закономерностей и обоснования перспективности их освоения и эксплуатации.

3. Представлена процедура формирования геоинформационного обеспечения, включающего базу данных, ГИС-проект и интегрированный веб-сервис, для оценки перспектив развития нефтегазоносных провинций, в том числе в Арктической зоне России.

4. Создан аппаратно-программный комплекс, формирующий информационно-аналитическую среду для сравнительного изучения нефтяных месторождений на базе цифровой системы визуализации со сферическим проекционным экраном, что обеспечивает высокоинформативное и наглядное представление пространственных данных для научных исследований.

Соответствие диссертации паспорту специальности:

диссертационная работа выполнена в рамках специальности 1.6.20 «Геоинформатика, картография». В работе представлено современное геоинформационное обеспечение для пространственного анализа условий локализации и оценки стратегических направлений развития крупнейших нефтяных месторождений в пределах нефтегазоносных провинций, что соответствует области исследований данной специальности. Диссертационная работа соответствует следующим направлениям паспорта специальности 1.6.20:

п. 3. Модели и структуры пространственных данных. Базы пространственных данных, пространственные метаданные. Классификация и кодирование картографической информации. Цифровые карты.

п. 7. Картографические и геоинформационные методы и технологии анализа пространственных данных, моделирования пространственных явлений, объектов, процессов, отношений и систем.

п. 12. Методы и технологии визуализации пространственных данных. Создание анимационных, виртуальных геоизображений и других мультимедийных продуктов на основе пространственных данных. Геоинформационное картографирование.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обеспечивается:

– согласованностью полученных результатов с трудами других исследователей и внутренней непротиворечивостью результатов исследования их фундаментальным основам;

– использованием достоверных и проверенных данных;

– применением апробированных методик математической и геоинформационной обработки данных, статистики, системного анализа;

– апробацией результатов исследования на конференциях и публикациями в открытой печати.

Теоретическая и практическая значимость результатов исследования заключается:

– в развитии геоинформационных методических подходов, обеспечивающих создание базы данных крупнейших нефтяных месторождений с учетом ключевых геолого-геофизических характеристик;

– в разработке геоинформационного обеспечения, включающего специализированную базу данных, ГИС-проект и веб-сервис, которое позволяет осуществлять комплексный анализ геопространственных характеристик нефтегазоносных провинций, включая решение производственных задач нефтегазовой отрасли;

– в создании аппаратно-программного комплекса на базе цифровой системы визуализации со сферическим экраном для анализа информации о

геологических условиях, характеристиках залежей, технологических параметрах и ресурсных запасах месторождений нефти.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы были представлены на следующих научных конференциях и симпозиумах: Международная конференция «Data Intensive System Analysis for Geohazard Studies» (18–21 июля 2016 г., г. Сочи, Россия); Международная конференция «Global Challenges and Data-Driven Science», 8–13 октября 2017 г., г. Санкт-Петербург, Россия; VIII Российская молодежная научно-практическая школа «Новое в познании процессов рудообразования» (26–30 ноября 2018 г., г. Москва, Россия); Международная конференция «Информационные технологии для наук о Земле и приложения для геологии и горной промышленности и экономики ITES&MP-2019» (14–18 октября 2019 г., г. Москва, Россия); Международная конференция комитета по данным для науки и техники CODATA «Towards next-generation data-driven science: policies, practices and platforms» (18–19 сентября 2019 г., г. Пекин, Китай); Международная конференция «Proceedings of the 30th International Conference on Computer Graphics and Machine Vision «GraphiCon 2020» (20–25 сентября 2020 г., г. Санкт-Петербург, Россия); VI Всероссийская конференция с международным участием «Информационные технологии для наук о Земле и цифровизация в геологии и горнодобывающей промышленности» (ITES2022) (3–7 октября 2022 г., г. Владивосток, Россия); Международная конференция «Data Science, Geoinformatics and Systems Analysis in Geosciences» (25–27 сентября 2024 г., г. Суздаль); XXXIV Международный научный симпозиум «Неделя горняка-2026» (2–6 февраля 2026 г., г. Москва, Россия), а также на научных семинарах кафедр Горного института НИТУ МИСИС.

Публикации. Основные результаты исследований опубликованы в 7 научных статьях в рецензируемых изданиях, входящих в перечень ВАК РФ, из них 5 – в научных изданиях, индексируемых в международных базах данных Scopus/Web of Science, 2 – в научных изданиях базы RSCI. Получено 4 авторских свидетельства на базы данных и 2 – на программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и трех приложений. Общий объем работы составляет 173 страницы и включает 50 иллюстраций, 12 таблиц, а также список цитируемой литературы, состоящий из 224 источников.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю чл.-корр. РАН В. Н. Татаринovu за неоценимый вклад в проведение данного исследования. Автор благодарен академику А. Д. Гвишиани, чл.-корр. РАН В. А. Петрову, чл.-корр. РАН А. А. Соловьеву, д. г.-м. н. Ю. В. Ростовцевой, д. ф.-м. н. Б. А. Дзедобоеву, Ю. И. Николовой, А. Ю. Ооржаку, А. И. Рыбкиной, Г. С. Бояршинову, А. И. Маневичу за помощь в подготовке работы и обсуждение научных результатов, а также коллективу ГЦ РАН за атмосферу доброжелательности и возможность ведения эффективной научной деятельности.

Материалом для данной работы послужили результаты, полученные автором в рамках работы по темам Государственного задания ГЦ РАН, утвержденных Министерством науки и высшего образования РФ.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАБОТЫ С ГЕОПРОСТРАНСТВЕННЫМИ ДАННЫМИ

1.1 Анализ отечественного и мирового опыта использования геоинформационных технологий для анализа и управления данными

Современная наука, включая российскую, становится все более зависящей от работы с данными: их полезность определяется не только объемом накопленной информации, но прежде всего эффективностью ее обработки, агрегации, систематизации и аналитического применения [215].

Геопространственные данные (геоданные) – это информация, характеризующая объекты и процессы на земной поверхности или в ее оболочках и обладающая географической привязкой. Обычно геоданные включают сведения о пространственном положении (координатах), атрибутах объектов (их свойствах, характеристиках) и временных параметрах (моменте возникновения или периоде существования) [179, 212].

Объем данных, регулярно требуемых и генерируемых предприятиями (в том числе нефтегазовой отрасли), очень велик, поэтому управление ими становится все более важным. Эффективная организация, «очистка» и переформатирование с дальнейшим созданием специализированных баз данных позволяют значительно упростить процесс управления данными [170]. Разные авторы по-разному определяют понятие «база данных». В одном случае базой данных может считаться набор карточек библиотеки, содержащей информацию о книгах. Другие авторы настаивают на необходимости представления информации в электронном виде в компьютерной системе. В третьем случае важным критерием определения «базы данных» является большой объем представленных данных и т. д. Однако, несмотря на субъективный подход в формулировании понятия «база данных», есть ряд отличительных признаков, которые так или иначе

прослеживаются наиболее часто в определениях. Среди них: хранение и обработка в вычислительной системе (первичный и наиболее строгий признак); логическая систематизация данных; оснащение метаданными, описывающими БД в формальном виде [59].

В современных условиях наблюдается, с одной стороны, формирование значительных массивов информационных данных, с другой – развитие задач, алгоритмов и технологий, обеспечивающих их сбор и обработку. На пересечении указанных направлений формируются системы поддержки принятия управленческих решений.

Инструментом, позволяющим эффективно работать с геопространственными данными, служат геоинформационные системы (ГИС) [80–82, 219]. Под ГИС понимается комплексная система, объединяющая в себе сбор, хранение, обработку и визуализацию геоданных. Ключевым аспектом является способность ГИС связывать пространственные данные с атрибутивной информацией, что позволяет создать многомерную картину исследуемого объекта и сопутствующей территории [196].

История возникновения и развития ГИС тесно связана с именем Роджера Томлинсона, который впервые предложил использование термина «геоинформационная система» в 1968 году [208]. Изначально функциональность ГИС ограничивалась преимущественно обработкой картографических материалов и данных наземной съемки, при этом каждая подсистема работала с собственным набором данных без эффективного обмена информацией между ними. Современные ГИС (ArcGIS, QGIS, Google Maps, OpenStreetMap, Carto) существенно эволюционировали и вышли за рамки простого отображения карт, стали эффективными инструментами принятия решений, интегрируя в себе возможности бизнес-аналитики и предоставляя пользователю инструменты для глубокого анализа пространственных данных, моделирования, статистических расчетов и др. [189].

ГИС широко используются в геологоразведке, добыче полезных ископаемых, горных науках для решения разного рода задач: от создания геологических карт и атласов до оценки запасов, подготовки отчетности и принятия бизнес-решений [189, 196]. Специализированные ГИС и сопутствующие программные комплексы, такие как Leapfrog Geo, ENVI, GOCAD, SARscape, ArcGIS, PSP-IfSAR, QGIS, Petrel, NextGIS и др., обеспечивают полный цикл обработки и интеграции данных. Однако недостатком существующих решений является отсутствие специализированных модулей, ориентированных на интеграцию и анализ данных по крупнейшим месторождениям полезных ископаемых, в том числе углеводородов (УВ). Поэтому, несмотря на наличие множества эффективных инструментов для работы с геологическими данными, отсутствует специализированное комплексное обеспечение, которое бы позволяло управлять данными и анализировать их.

Анализ геопространственных данных включает их сбор, объединение и визуализацию. Он используется для дальнейшего моделирования и представления взаимодействия геологических объектов и явлений в пространстве, а также для составления прогнозов на основе тенденций во взаимоотношениях между ними. Таким образом, геопространственная аналитика переводит данные в более доступный формат, вводя элементы пространства и времени. Информация, которую было бы трудно получить, читая строку за строкой в таблице или электронной таблице, становится намного проще для понимания в контексте визуального представления [66].

Геопространственная аналитика используется для добавления времени и местоположения к традиционным типам данных и для построения визуализаций, которые включают в себя карты, графики, картограммы и пр. Этот дополнительный контекст позволяет получить более полную картину событий, что помогает делать прогнозы быстрее, проще и точнее ввиду возможности изучения объектов одновременно, собирая соответствующие данные [19, 161].

Работа с и наборами геоданных несет в себе множество сложностей [209], ввиду чего многие организации испытывают трудности с использованием всех их преимуществ [170]. Прежде всего, это крупномасштабные массивы данных. Например, в нефтяной промышленности ежедневно генерируется значительное количество данных, включая геологоразведочные сведения, данные с скважин, результаты геофизических исследований, данные о добыче и техническом состоянии оборудования. По оценкам экспертов, объем накопления данных может достигать сотен терабайт в день в крупных проектах. Так, в отчете компании одной из крупнейших консалтинговых компаний IBM указывается, что в нефтегазовой отрасли ежедневно создается около 2–3 петабайт данных (по состоянию на 2020 г.). Эти данные включают информацию о скважинах, геофизические записи, данные с датчиков и др. [187]. Такой объем создает значительные проблемы с хранением и доступом для большинства организаций. Геопространственные данные хранятся различных файлах, что затрудняет поиск данных, необходимых для решения конкретной проблемы. Кроме того, хранение данных осуществляется в различных форматах и калибруется по разным стандартам. Любая попытка сравнить, объединить или отобразить данные сначала требует значительного объема очистки и переформатирования данных. Наконец, работа с «сырыми» данными требует специальных знаний и применения математики для выравнивания слоев [195].

В направлениях работы с данными нефтегазовая отрасль не стала исключением [72, 104, 164, 194, 217–218]. В статье Р. М. Алыгулиева и И. Я. Алекперовой отмечается, что крупнейшие нефтегазовые компании, такие как Chevron, BP, Schlumberger, Saudi Aramco, ExxonMobil, PetroChina, Сургутнефтегаз, Газпромнефть и другие, в том числе небольшие независимые предприятия, все чаще прибегают к исследованиям, связанным с Большими данными для их эффективного использования в целях увеличения добычи, оптимизации затрат и получения преимуществ перед конкурентами [5].

В работе Роберта К. Перронса и Джесси В. Йенсена описывается актуальность использования данных в нефтегазовой отрасли и поднимается важный вопрос о том, что отраслевые данные рассматриваются как описательная информация о физическом активе, месторождении, а не как нечто ценное само по себе. В статье также приводятся примеры того, как отрасль может извлечь больше пользы из данных путем внедрения новых технологий, их эффективной интеграции данных и анализа [203].

В многочисленных отчетах ведущих мировых консалтинговых компаний, таких как IBM Global Services, PwC, McKinsey & Company, специализированных компаний-разработчиков новых цифровых решений и ИТ-консалтинга нефтегазовой отрасли Innowise, Rebellion Energy Solutions, а также ведущих нефтегазодобывающих компаний России и мира, все чаще поднимается вопрос актуальности интеграции данных в единой системе для обеспечения к ним доступа специалистов различных направлений – геологов, геофизиков, геохимиков, инженеров [166, 206]. К началу нового тысячелетия были предложены программные средства для моделирования коллекторов, построения карт, корреляции скважин, интерпретации сейсмических данных и т. д., что, несомненно, позволяет оптимизировать как временные, так и трудовые затраты на производстве [153].

В настоящее время все больше внимания уделяется поиску новых направлений использования данных, которые генерирует нефтегазовая отрасль. Предполагается возможность автоматизации принятия простых (мягких) решений и наличие подспорья для принятия жестких управленческих и стратегических решений, что в конечном итоге может снизить риски и затраты при проведении производственных работ [14].

По данным М. R. Brulé [168], геологи и инженеры-нефтяники тратят больше половины своего рабочего времени на поиск и сбор данных для принятия решений. В статье А. Mehta [195] приводятся данные опроса руководителей нефтяных компаний, проведенных двумя крупнейшими мировыми компаниями General Electric и Accenture: 81% из них считают, что

работа с Big Data входит в тройку приоритетов их компаний. По их мнению, основной причиной служит необходимость повышения эффективности разведки и добычи нефти.

Таким образом, в условиях постоянного развития нефтегазовой промышленности и возникновения новых вызовов, связанных с нестабильностью рынка данной отрасли, улучшение процесса работы с обширным набором данных может стать эффективным шагом на пути к принятию быстрых и эффективных проектных и управленческих решений в области поиска и добычи нефти.

1.2 Современные подходы к сбору и интеграции геологической информации

Интеграция геологической информации – это объединение разрозненных и разноформатных данных о геологическом строении Земли, полученных из разных источников и различными методами, в единую систему для комплексного анализа и интерпретации. Цель интеграции – создание целостной картины геологического пространства, позволяющей повысить точность прогнозирования месторождений полезных ископаемых, оценки рисков природных катастроф и планирования инженерных сооружений [55].

Интеграция геоданных широко используется в широком спектре отраслей, где важно учитывать координатную привязку:

- землеустройство и кадастр;
- городское планирование и строительство;
- экологический мониторинг и природоохранная деятельность;
- ресурсодобывающая промышленность;
- защита населения и ликвидация чрезвычайных ситуаций и др. [161].

Для интеграции используются следующие специализированные программы и платформы.

1. Программы для интеграции корпоративных данных (Enterprise Data Integration), которые позволяют централизованно собирать, преобразовывать и передавать данные между различными источниками и приложениями [170].

– IBM InfoSphere: мощный инструмент для интеграции данных корпоративного уровня, поддерживающий ETL-процесс (Extract, Transform, Load).

– Talend Open Studio: бесплатное решение с открытым кодом для интеграции данных, которое поддерживает ETL, API-интеграцию и работу с большими объемами данных.

– Informatica PowerCenter: промышленный стандарт для интеграции данных, включающий мощные возможности преобразования и очистки данных.

2. Система управления базами данных (СУБД):

Интеграция часто связана с необходимостью перемещения данных между различными СУБД, такими как Oracle Database, Microsoft SQL Server, PostgreSQL и MySQL. Многие крупные корпорации выбирают коммерческие СУБД вроде SAP HANA или IBM DB2, обладающие расширенными возможностями масштабируемости и производительности [180].

3. Сервисы облачных платформ [223]:

Крупнейшие поставщики облачных услуг предлагают собственные инструменты для интеграции данных:

– Amazon Web Services (AWS): AWS Glue – сервис для автоматизации процесса извлечения, трансформации и загрузки данных (ETL). Также доступен Amazon Redshift для аналитики больших объемов данных.

– Google Cloud Platform (GCP): Google BigQuery – облачная платформа для анализа огромных наборов данных, с поддержкой SQL-запросов и интеграцией с другими инструментами.

– Microsoft Azure: Azure Data Factory – средство для автоматизации потоков данных и интеграционных сценариев между облаком и локальной инфраструктурой.

4. Средства Business Intelligence (BI):

Многие BI-решения обладают встроенными функциями интеграции данных, что облегчает их использование в аналитике:

– Tableau: позволяет подключаться к множеству источников данных и быстро строить отчеты и дашборды.

– Power BI: входит в состав экосистемы Microsoft Office и обладает мощными средствами интеграции и визуализации данных.

– QlikView/Qlik Sense: позволяет соединять разнотипные данные и анализировать их интерактивно.

5. Open Source решения:

Существуют бесплатные open-source инструменты, подходящие для небольших компаний и стартапов [179]:

– Apache NiFi: инструмент с открытым исходным кодом для автоматизированной передачи и обработки данных между системами.

– Pentaho Data Integration: бесплатный аналог коммерческих ETL-инструментов, позволяющий легко настроить процессы миграции и трансформации данных.

Помимо перечисленных выше инструментов, полезно иметь базовые утилиты для работы с файлами и сетью:

– Python библиотеки (pandas, numpy, requests): Python отлично подходит для предварительной обработки и интеграции данных [67].

– Postman: удобный инструмент для тестирования и интеграции API-интерфейсов.

Выбор конкретного инструмента определяется масштабом проекта, сложностью архитектуры данных и ресурсами организации. Корпоративные структуры, как правило, используют промышленные решения (Informatica, Talend), тогда как небольшие предприятия склоняются к open-source-платформам [180].

Несмотря на интенсивное развитие цифровых технологий, по-прежнему наблюдается недостаток интегрированных универсальных систем, которые

одновременно совмещают программные и аппаратные компоненты и обеспечивают полноценный цикл работы с данными: от стандартизированной интеграции и консолидированного хранения, до многопрофильной аналитической обработки и последующей визуализации. Особенно остро эта проблема стоит в нефтегазовой отрасли, где внутренние корпоративные базы данных зачастую не включают сведения из внешних источников, необходимых для крупномасштабного геологического анализа.

Научным сообществом Горного института НИТУ МИСИС методы геоинформатики активно используются в горном деле: компьютерного моделирования горно-геологических объектов, геостатистической обработки данных в целях выявления закономерности распределения полезного компонента в рудном теле, мониторинга инцидентов безопасности и др. [3, 51–53, 77, 95–97, 143–144, 156].

Существует целый ряд БД по полезным ископаемым (ПИ): Российская государственная информационная система «Геология» [150]; БД ВНИГРИ [132]; БД Геологической службы США «Mineral Resources Data System» [9]; БД по добыче минералов «Mineral Industry Data» [137]; Европейская платформа для обмена геологическими данными «European Geological Data Infrastructure» [69]; БД о месторождениях и ресурсах Канады «Mineral Deposit Database» [10] и многие другие.

Типы данных в них сильно разнятся: текст, таблицы, графические файлы, карты, приложения разных форматов как в аналоговом, так и в цифровом варианте [145, 177].

БД различаются по набору атрибутов. В нефтегазовой и горнодобывающей отраслях они существенно различаются, так как к каждому типу ПИ выдвигаются специфические требования [154]. Наряду с этим, многие параметры схожи: название, геологическая характеристика и географическая привязка провинции; площадь и освоенность месторождения; геофизическая изученность; основное и сопутствующее ПИ; проведенные технологические испытания и некоторые другие [9–10, 69, 137]. В зависимости

от той или иной задачи БД может описывать и другие сведения, например, методы поиска и разведки, экологические характеристики территории, гидрогеологические условия подземных вод и т. д.

Если говорить о возможных направлениях аналитических исследований, проводимых в нефтегазовой области, то они, как правило, имеют довольно узкую географическую привязку. Это, безусловно, целесообразно, поскольку предметный подход к направлению исследования делает его максимально ориентированным и позволит минимизировать ошибки и погрешности. Кроме того, резервуары нефти и газа значительно отличаются между собой и имеют уникальный набор признаков и характеристик, что обусловлено особенностями формирования на протяжении их геологического развития. Немалую роль играют и физико-географические условия нахождения месторождений, которые напрямую влияют на многие аспекты при разведке и разработке: как технические, так и социально-экономические. В связи с чем данные зачастую хранятся в узконаправленных базах данных и картотеках, находящихся в личном пользовании специалистов [197].

При этом невозможно переоценить значимость формирования глобальных баз данных. Именно широкий охват – пространственный и временной – позволит изучить и оценить распространение нефти и газа в мире, выявить их скопления, сопоставить истории геологического развития и провести масштабное аналитическое исследование. Поэтому в диссертации представлены подходы по изучению пространственных (распределение месторождений нефти в мире, выявление их скоплений) и временных (формирование месторождений с точки зрения их истории геологического развития, становление нефтегазовой отрасли).

Отечественные и зарубежные данные

В Российской академии наук реализуются фундаментальные научные проекты по сбору, обработке и анализу данных в области наук о Земле. В частности, в Отделе геоинформационных систем ГГМ РАН ведутся исследования по созданию базы данных по крупным и суперкрупным

месторождениям твердых полезных ископаемых [146–147]. Лаборатория геоинформатики ИГЕМ РАН формирует автоматизированные базы данных для поддержки и оптимизации геологоразведочных работ в различных областях (геология рудных месторождений, минералогия, петрология, вулканология, геохимия и т. д.) [122, 157]. Мировой центр данных по физике твердой Земли, действующий на базе ГЦ РАН и являющийся постоянным членом Мировой системы данных (World Data System – WDS), осуществляет накопление, хранение геофизических данных с предоставлением доступа для научных исследований [216].

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российский федеральный геологический фонд» (ФГБУ «Росгеолфонд») выполняет функции государственного геологического информационного обеспечения, направленного на изучение недр и рациональное использование минерально-сырьевой базы, а также «сбор, хранение и предоставление в пользование геологической информации, когда-либо созданной геологическими организациями СССР и современной России» [120].

Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А. П. Карпинского (Роснедра) представлен ряд специализированных баз данных: «Геохронология», «Стратотипы», «Петротипы» и «Полезные ископаемые» [154]. Кроме того, ГИС, объединяющий векторные карты геологического характера территории России и ее континентального шельфа, включает данные о геологическом строении, геолого-геофизической изученности, ПИ и объектах лицензирования недропользования. Веб-ГИС позволяет пользователям в интерактивном режиме выполнять поисковые запросы с функциями отбора и сопоставления [154].

В зарубежном сегменте Интернета можно найти различные базы данных по ПИ [69, 137], которые заметно различаются по своему содержанию. Наиболее распространены узкоспециализированные производственные веб-ресурсы, содержащие, например, информацию о параметрах бурения скважин в конкретных регионах. Помимо этого, существуют минералогические базы

данных, включающие сведения о распространенных минералах и поддерживаемые Минералогическими обществами США и Канады [9–10].

К аналогичному научному продукту можно отнести БД Американской ассоциации геологов-нефтяников (The American Association of the Petroleum Geologists, AAPG) по крупнейшим месторождениям нефти и газа мира «Giant oil and gas fields of the world» [13]. Представленная БД имеет некоторые схожие атрибутивные поля с представленной в работе БД (Глава 3), однако имеются и существенные различия. Среди наиболее значимых можно выделить: наличие полей «типы ловушек» и «приуроченность к нефтегазоносной провинции»; отсутствие метаданных, что не позволяет в полной мере идентифицировать и изучить все поля атрибутивной таблицы. Другой важной отличительной чертой является ограниченный доступ к БД. Тем самым затрудняется проведение полноценного аналитического исследования со стороны пользователей.

Резюмируя, можно отметить, что несмотря на существенный прогресс в области разработки геопространственных БД, сохраняется ряд нерешенных проблем:

- обеспечение свободного онлайн-доступа для научного сообщества и промышленности;
- внедрение современных средств визуализации и ГИС-картографирования;
- оснащение БД специализированными аналитическими модулями, позволяющими проводить комплексную обработку данных;
- унификация атрибутивных структур и форматов данных для транснациональных исследований.

Их преодоление является необходимым условием формирования полноценных систем поддержки принятия решений и проведения крупномасштабных аналитических работ в области поиска и разведки крупнейших нефтяных месторождений.

1.3 Технологии обработки и анализа геоданных для геокартирования, прогноза и поиска нефтяных месторождений

Настоящее диссертационное исследование лежит на пересечении нескольких научных направлений – геологии, геоинформатики, системного анализа данных и технологий визуализации. Уже на ранних этапах стало очевидно, что разработка многокомпонентной системы, способной выполнять масштабные пространственные и временные сравнения, невозможна без использования методологии системного анализа.

Системный анализ (СА) представляет собой научно-методологическое направление, которое формулирует подходы, инструменты и принципы исследования сложных объектов через их интерпретацию как систем. В системном анализе любой объект изучается не как неделимое целое, а как совокупность взаимосвязанных компонентов и их свойств, которые вместе формируют единую структуру.

Становление СА как отдельного направления науки случилось благодаря Д. Нейману, Л. Берталанфи, Д. М. Гвишиани, Г. А. Саймона, которые заложили основы теоретических и практических методов СА, применяемого в различных научных областях – от инженерии и экономики до биологии и социальных наук [26, 44, 131, 152].

В области наук о Земле системным анализом и его применением для изучения геофизических процессов занимаются академик РАН А. Д. Гвишиани, В. Н. Татаринев, М.К. Кабан, А. А. Соловьев, Б. А. Дзедобоев, А. Ismail-Zadeh и др. [15, 18, 36–43, 163, 183–184].

Системный анализ опирается на комплекс общенаучных, специальных, экспериментальных и математических методов. Методологическую основу составляют системный подход и общая теория систем [76, 78]. Формирование системного анализа как самостоятельной дисциплины стало ответом на необходимость исследования, проектирования и управления

крупномасштабными и сложными объектами в условиях ограниченных ресурсов, неполной информации и жестких временных рамок.

Системный подход активно использовался в различных дисциплинах наук о Земле при решении задач прогноза и оценки рисков природно-техногенных систем и получил развитие в работах известных ученых, среди которых А. Н. Дмитриевский, А. Д. Гвишиани, А. А. Барях, Л. А. Вайсберг, В. Ю. Забродин, Ю. А. Косыгин, Н. М. Быкова, А. А. Никитин, В. Н. Захаров, Л. И. Лобковский, В. Н. Татаринов и др. [32, 38, 43, 63, 102–103, 142, 162–163]. Возникнув в конце 1960-х годов, системный анализ подтвердил свою высокую эффективность. Показательным примером является многолетняя деятельность Международного института прикладного системного анализа (IIASA, Австрия).

Геологическую среду можно рассматривать как изменчивую и иерархическую систему (Рисунок 1.3.1), включающую множество компонентов, их взаимодействия и формы взаимного влияния. Такой подход позволяет применять системный анализ не только для решения научных задач, но и для их корректной постановки, что способствует выявлению устойчивых связей и закономерностей, пригодных для практического использования. Элементом геологической системы называют ее отдельную составляющую, характеризующую определенные свойства, состояния или процессы, происходящие в среде. Под связью понимается зависимость характеристик одного компонента от параметров других [38].

Множество элементов исследуемой системы может быть представлено в виде

$$A = \{a_i\}, i = 1, \dots, n, \quad (1.1)$$

где a_i обозначает i -й элемент системы, а n – общее число элементов, при этом каждый элемент системы может быть охарактеризован свойствами B_{i1}, \dots, B_{im} (напряжение, плотность, трещиноватость, температура и т. д.).

Совокупность m характеристик элемента f_i формирует его состояние, которое задается вектором

$$B_i = (B_{i1}, B_{i2}, B_{i3}, \dots, B_{ik}, \dots, B_{im}) \quad (1.2)$$

Связь между элементами системы отражает зависимость свойств одного элемента от характеристик других элементов. Совокупность таких взаимодействий может быть представлена множеством W :

$$W = \{w_{ij}\}, i, j = 1, \dots, n \quad (1.3)$$



Рисунок 1.3.1 – «Геологическая среда» как система [78]

Структура системы – совокупность ее элементов и взаимосвязей, существующих между ними, что формализуется множеством

$$D = \{A, Q\} \quad (1.4)$$

Под внешней средой понимается совокупность объектов (систем), существующих во времени и пространстве и оказывающих воздействие на анализируемую систему.

Схема системного анализа с методологической позиции [78] представляет собой цепочку последовательных преобразований информации, где каждый шаг служит основой для следующего. В обобщенном виде она включает следующие этапы:

1. Постановка задачи. Здесь происходит прояснение сути исследуемой проблемы: уточняются цели, определяются границы анализа, формулируются ключевые признаки и критерии, по которым будет вестись дальнейшая работа.

2. Поиск. Далее осуществляется сбор и структурирование исходных данных. Формируется база информации, подбираются методы и инструменты, наиболее подходящие для решения поставленной задачи.

3. Толкование. На основе собранных данных создаются модели различного типа: концептуальные, математические, геоинформационные и др. Затем выполняется изучение их свойств, устойчивости и чувствительности к изменению параметров.

4. Реализация. После анализа моделей выбирается наиболее обоснованный и устойчивый вариант решения. Здесь же выполняются структурный анализ и геодинамическое районирование, позволяющие перейти от абстрактных схем к практическим выводам.

5. Подтверждение. Этот замыкающий исследование этап предполагает проверку полученных результатов в ходе эксперимента или на основе реальных данных, что позволяет оценить корректность решения [78].

Основной задачей СА является работа со сложными системами. Под сложной системой подразумевается система, состоящая из множества взаимосвязанных элементов, которые при взаимодействии друг с другом придают системе новые свойства. Для решения этой задачи в рамках СА

требуется изучить проблему и выяснить причины ее возникновения, разработать варианты ее устранения, организовать эффективное функционирование системы [165].

Важное место в СА занимает задача организации системы, в том числе проблемы управления, выбор оптимальной структуры и организации взаимодействия ее элементов. Таким образом, на начальных этапах работ в результате объединения знаний в соответствующей предметной области и области СА была утверждена модель работы с системой, которая будет описана ниже.

В СА, несмотря на использование строгих математических методов, при описании сложных систем оказывается невозможным опираться только на них. Универсального алгоритма системного анализа не существует, поэтому чаще всего используется совокупность методов. Тем не менее, для всех подходов СА характерно стремление выявить закономерности в системе, создать возможные варианты ее структуры и выбрать среди них наиболее эффективный.

Методическая основа системного анализа ориентирована на последовательное и формализованное выполнение задач, включающее четкую идентификацию проблемы, постановку целей, разработку альтернативных вариантов действий и их сопоставление по заданным критериям эффективности. На основе проведенного анализа принимаются обоснованные управленческие решения и обеспечивается выполнение соответствующих организационных задач. Обычно анализ работающей системы начинается с выявления проблемной ситуации – несоответствия между тем, как система работает сейчас, и тем, как она должна работать. Для устранения несоответствия, выполняется комплексное системное исследование, которое включает разбиение системы на части (декомпозицию), их изучение и последующее объединение результатов (синтез) (Рисунок 1.3.2).

Главные сложности в процессе декомпозиции (научный метод, использующий структуру задачи и позволяющий заменить решение одной

большой задачи решением серии меньших задач) – соблюдение двух главных принципов: принципа полноты и принципа простоты. Это означает, что системная проблема должна быть рассмотрена всесторонне и подробно, но при этом компактно и продуманно на всех уровнях. При разработке базы данных (Глава 3) была применена стратегия декомпозиции по подсистемам, в результате чего было выделено три информационных блока – 1.0, 2.0, 3.0.

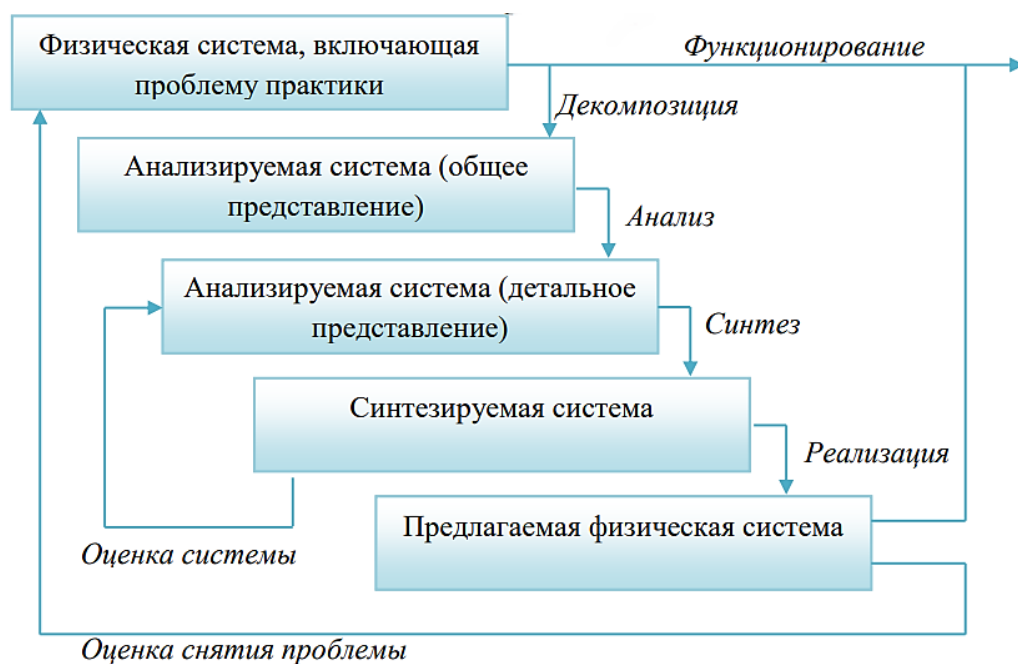


Рисунок 1.3.2 – Схема системного принципа при решении задач построения сложной системы БД [76]

На этапе анализа, способствующем формированию детального представления базы данных, были применены следующие методы анализа [121]:

- *Когнитивный анализ*, направленный на изучение совокупности знаний в предметной области и механизмов их хранения, обработки и интерпретации;
- *Структурный анализ* предполагает детальное уточнение состава системы, установление закономерностей ее функционирования и

взаимосвязей между элементами, а также формирование требований к разрабатываемой системе;

- *Морфологический анализ* предназначен для выделения в системе набора ключевых характеристик, определяющих ее основные характеристики.

В рамках синтеза системы ключевым этапом является разработка ее модели, включающая построение архитектуры, выбор принципов модульности и оценку модели по критериям простоты и функциональной достаточности. Моделирование предполагает создание формализованного представления системы, отражающего структуру, связи и основные процессы. Для адекватного описания сложных объектов используются различные типы моделей, которые могут пересекаться и дополнять друг друга, обеспечивая многогранное представление исследуемой системы [76, 121].

В заключение необходимо подчеркнуть, что в качестве пространственно-нормированного критерия для сравнительного анализа стратегий развития НГП широко используется показатель $CAPEX_{rel}$ [24, 62, 94]. Он характеризует соотношение совокупных капитальных затрат за некоторый период к базовому показателю масштаба освоения НГП (извлекаемые ресурсы, прогнозная добыча, площадь, дисконтированный экономический эффект и др.). Его применяют, когда необходимо включить в оценку экономическую составляющую без использования прямых стоимостных показателей.

1.4 Выводы, цель и задачи исследования

Проведенный обзор современных подходов к сбору, интеграции и анализу геологических и геопространственных данных показывает, что, несмотря на значительный прогресс в развитии специализированных баз данных, ГИС-технологий и инструментов интеграции данных, в области исследований пространственно-временных закономерностей локализации

крупнейших нефтяных месторождений сохраняется ряд существенных научно-методических проблем, требующих совершенствования.

Во-первых, существующие БД обладают узкой предметной направленностью, разнородны по структуре и формату данных, что затрудняет их совместное использование в комплексных аналитических исследованиях.

Во-вторых, большинство доступных систем не предусматривает возможности выполнения интегрированного анализа, объединяющего геологические, геофизические, пространственные и временные данные, что ограничивает глубину интерпретации закономерностей локализации крупных нефтяных месторождений.

В-третьих, отсутствуют универсальные ГИС-ориентированные комплексы, сочетающие в себе программную и аппаратную компоненты, обеспечивающие полноценный цикл обработки геопро пространственных данных

Устранение указанных ограничений позволит:

- разработать многофункциональные инструменты, предназначенные для сбора, визуального представления и комплексного анализа геопро пространственной информации;
- создать новые типы баз данных, повышающих эффективность принятия оперативных решений;
- обеспечить возможность доступа широкого круга пользователей в онлайн-режиме без необходимости установки специализированного программного обеспечения;
- интегрировать в процессы анализа и принятия решений при поиске и разведке крупных нефтяных месторождений современные технологии визуализации пространственных данных с географической привязкой;
- дополнить такие базы данных специализированными программными модулями, обеспечивающими интуитивно понятный и оперативный доступ к обработке геопро пространственных данных.

С учетом этого анализа была сформулирована **цель** диссертационной работы – разработка современного геоинформационного обеспечения, предназначенного для выявления базовых закономерностей локализации крупнейших месторождений нефти и обоснования перспектив освоения нефтегазоносных провинций.

Для достижения цели сформулированы следующие **основные задачи**:

1. Провести анализ существующего базового научно-методического и программно-аналитического обеспечения геоинформационных технологий и опыта их применения при поиске и разведке нефтяных месторождений;

2. Исследовать геопространственные закономерности локализации крупнейших НГП на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных;

3. Разработать классификацию крупнейших НГП, основанную на выявленных закономерностях их пространственного распределения;

4. Интегрировать данные по крупнейшим месторождениям нефти из разных источников информации в единую унифицированную базу данных на основе платформы NextGIS QGIS;

5. Разработать методологический подход интегральной рейтинговой оценки перспективности крупнейших нефтяных месторождений в пределах НГП на основе геолого-технологических показателей и индекса относительной капиталоемкости ($CAPEX_{rel}$) для обоснования эффективности их освоения и эксплуатации;

6. Разработать геоинформационный веб-сервис, обеспечивающий длительное централизованное хранение, обработку, анализ и визуализацию пространственных данных, а также удобный пользовательский доступ к ним;

7. Разработать технические и программные решения визуализации на базе цифровой демонстрационной системы со сферическим проекционным экраном, предназначенные для высокоинформативного представления пространственного распределения и закономерностей локализации нефтяных месторождений в научно-аналитических целях;

8. Провести процедуру валидации и верификации разработанного геоинформационного обеспечения, предназначенного для выявления базовых закономерностей локализации крупнейших месторождений нефти в пределах НГП и повышения эффективности геолого-аналитических исследований в целях обоснования перспектив и стратегий их освоения и эксплуатации.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ КОНЦЕНТРАЦИИ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЯХ

2.1 Характеристика крупнейших нефтегазоносных провинций и месторождений нефти

Одной из важнейших задач диссертационного исследования является систематизация условий локализации крупнейших месторождений нефти в нефтегазовых провинциях мира с целью выявления основных закономерностей, определяющих их размещение. Под *условиями локализации* понимается совокупность геологических, геофизических, геохимических и тектонических условий, а также их пространственно-временных взаимосвязей, которые определяют возможность формирования, концентрации и сохранности нефтяных месторождений в пределах конкретной территории. В классических работах по нефтегазовым системам А. А. Трофимука, В. В. Филимонова, А. Э. Конторовича, В. Б. Порфирьева употребляется выражение «геологические и геодинамические условия локализации, контролирующие формирование, миграцию, аккумуляцию и сохранность углеводородов» [86]. В международной литературе (Т. Demaison, R. C. Surdam, P. Magoon & W. Dow) используются аналогичные понятия: *controls, factors of accumulation, geological conditions*.

Выдающиеся советские и российские геологи на протяжении многих лет внесли значительный вклад в развитие геологии нефти и газа, а также в изучение нефтегазового потенциала как нашей страны, так и мира в целом [27, 32, 57–58, 60, 63, 86, 93, 148–149]. Опираясь на их результаты и теоретические положения, в диссертации анализируются закономерности локализации крупнейших месторождений нефти России и зарубежных регионов, ставших основой для формирования разработанной геоинформационной базы данных.

При классификации крупных нефтегазоносных территорий в качестве основных их подразделений выделяются *нефтегазоносные провинции* (НГП), которые могут быть приурочены к различным крупным тектоническим элементам (платформам, складчатым областям, антеклизам, синеклизам, краевым прогибам и т. д.) (Рисунок 2.1.1).

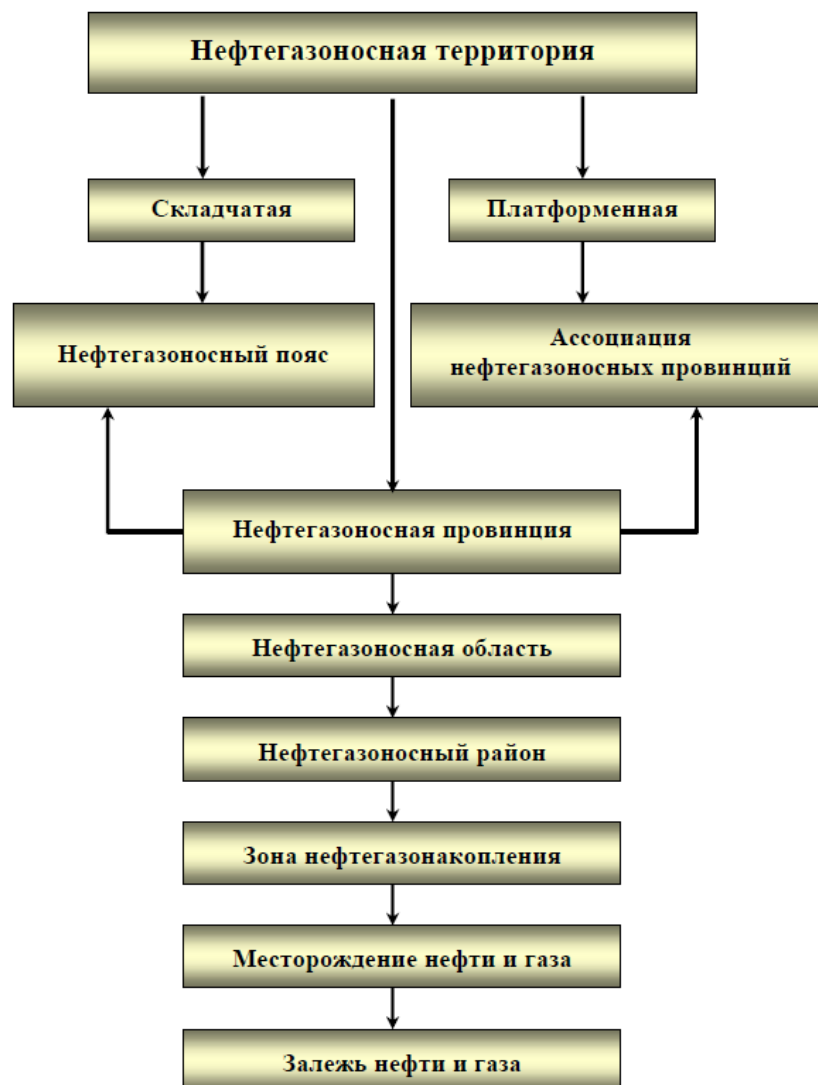


Рисунок 2.1.1 – Иерархия территориальной дифференциации нефтегазовых таксонов [155]

НГП – это территории, отличающиеся едиными условиями образования углеводородов, наличием характерных геоструктур и пород-коллекторов, благоприятствующих накоплению и сохранению залежей нефти и природного газа [75]. Они характеризуются особенностями геологического строения,

историей геологического развития и составом УВ [192]. Каждая НГП обладает определенными характеристиками, такими как возраст пород, условия накопления осадков, тип ловушек и др. Под *крупнейшими НГП* понимаются провинции, к которым приурочены приведенные в работе крупнейшие месторождения нефти.

Изучением особенностей нефтегазовых провинций и поиском в них месторождений УВ в разные годы занимались выдающиеся российские ученые различных направлений в области наук о Земле: академик И. М. Губкин, который впервые разработал базировавшиеся в основном на геотектонической основе принципы выделения региональных нефтегазоносных территорий, подразделив их на провинции, области и районы, А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, Л. П. Зоненшайн, А. Э. Конторович, Ю. А. Косыгин, С. П. Максимов, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, Б. А. Соколов, А. А. Трофимук, А. В. Ульянов, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин и многие другие [8, 11–12, 27, 32, 57–58, 60, 63, 86, 93, 148–149].

Нефтегазоносная провинция в качестве категории, характеризующей распределение скоплений нефти и газа в недрах рассмотрена в работах М. Ф. Мирчинка, Н. А. Еременко, В. А. Клубова, В. Ф. Раабена [11–12, 84, 100, 126]. В сборнике научных трудов «Критерии и методы прогноза нефтегазоносности» [102] дается следующее определение НГП: «под нефтегазоносной провинцией следует понимать нефтегазоносный бассейн или ассоциацию смежных бассейнов в их современном выражении, геотектоническое положение и *историческое развитие которых контролировались одним и тем же крупным структурным элементом земной коры*».

Нефтегазоносные провинции по тектоническому принципу и приуроченности к крупным тектоническим структурным элементам разделяются на категории и группы (Рисунок 2.1.2), а также бассейны и

районы, каждый из которых имеет свою историю геологического развития и набор продуктивных пластов [11].



Рисунок 2.1.2 – Схема классификации нефтегазоносных провинций по приуроченности к тектоническим структурным элементам [11]

Согласно типам и приуроченности к ловушкам различают нефтегазовые месторождения структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического типов. В рамках этих классов выделяется множество групп и подгрупп, представленных в Таблице 2.1.1 [155].

Таблица 2.1.1 – Основные генетические типы месторождений нефти и газа [155]

Классы	Группы и подгруппы
1. Структурный	<p>Месторождения, приуроченные:</p> <ul style="list-style-type: none"> • к антиклинальным структурам простого ненарушенного строения; • к антиклинальным структурам с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений; • к структурам со смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; • к структурам с существенно различным строением

	<p>отдельных структурных этажей;</p> <ul style="list-style-type: none"> • к антиклинальным структурам, осложненным разрывными дислокациями; • к антиклинальным структурам, осложненным соляной тектоникой; • к антиклинальным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом; • к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; • к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; • к антиклинальным структурам, осложненным вулканогенными образованиями; <ul style="list-style-type: none"> • к моноклиналям; • к синклиналям
2. Рифогенный	<ul style="list-style-type: none"> • к одиночным рифовым массивам; • к группе (ассоциации) рифовых массивов
3. Литологический	<ul style="list-style-type: none"> • к участкам выклинивания или к зонам литологической изменчивости пластов-коллекторов (литологически-экранированные); • к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; <ul style="list-style-type: none"> • к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми или к проницаемым породам, запечатанным асфальтом; • к прибрежным песчаным образованиям палеоморей; <ul style="list-style-type: none"> • к песчаным образованиям русел палеорек; • к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; • к линзообразно залегающим пластам-коллекторам
4. Стратиграфический	<ul style="list-style-type: none"> • к участкам стратиграфических несогласий; <ul style="list-style-type: none"> • на антиклинальных структурах; • на моноклиналях; • на эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
5. Литолого-стратиграфический	<ul style="list-style-type: none"> • к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста

Также НГП могут классифицироваться по возрасту пород, типам углеводородов, по объему запасов нефти и газа и другим параметрам (Таблицы 2.1.2, 2.1.3, 2.1.4).

Таблица 2.1.2 – Классификация нефтегазоносных бассейнов¹ по возрасту [126]

Тип бассейна	Возраст	Характеристика
Старые	Палеозойский, PZ	Залежи и месторождения сформированы в палеозое и мезозое. Нефти метановые, слабо насыщенные газом. Ловушки до замка не заполнены. Присутствуют асфальтовые залежи
Зрелые	Мезозойский, MZ	Образованы в мезозое-кайнозое и содержат значительное количество газа. Ловушки в большинстве случаев заполнены практически полностью
Молодые	Кайнозойский, KZ	Продолжают формироваться и в настоящее время. Нефти метан-нафтен-ароматические, насыщенные газом, ловушки заполнены до замка, часты аномально-высокие пластовые давления, грязевые вулканы, источники нефти на земной поверхности

Таблица 2.1.3 – Классификация нефтегазоносных бассейнов по типу УВ [126]

Типы бассейнов	Краткая характеристика
Преимущественно нефтеносные	Преимущественно сапропелевое рассеянное органическое вещество, дегазация за счет диффузии и фильтрации через покрышки
Нефтегазоносные	Распределение нефти и газа по разрезу и в плане неравномерное, обусловлено типом рассеянного органического вещества вмещающих пород, диффузией и фильтрацией
Преимущественно газоносные	Преимущественно гумусовое рассеянное органическое вещество, газ начальной и конечной стадий преобразования рассеянного органического вещества, газ биохимический

¹ Термин нефтегазоносный бассейн [126] соответствует термину нефтегазоносная провинция [11]

Таблица 2.1.4 – Классификация нефтегазоносных бассейнов по потенциальным запасам УВ [126]

Тип бассейна	Потенциальные запасы углеводородов, млрд т	Площадь, млн км ²	Объем осадочного чехла, млн км ³	Примеры
I. Уникальные	> 50	> 2–3	> 6–7	Персидский залив, Западная Сибирь
II. Гигантские	10–50	0,3–2	0,4–6	Галф-Кост, Пермский, Волго-Уральский бассейны
III. Крупные	3–10	0,03–0,5	0,1–1,5	Западно-Канадский, Преаппалачский (Северная Америка)
IV. Мелкие	< 3	0,005–0,5	0,07–0,1	Вентура, Венский, Рейнский бассейны

В 20 веке был открыт ряд новых богатейших нефтегазоносных провинций. На карте, показанной на Рисунке 2.1.3, представлены основные НГП и месторождения [79]. Из нее следует, что НГП можно классифицировать по принадлежности к тектоническим структурам с общепринятым выделением НГП платформенных областей, подвижных поясов и переходных областей, как это показано на блок-схеме, приведенной выше на Рисунке 2.1.2.

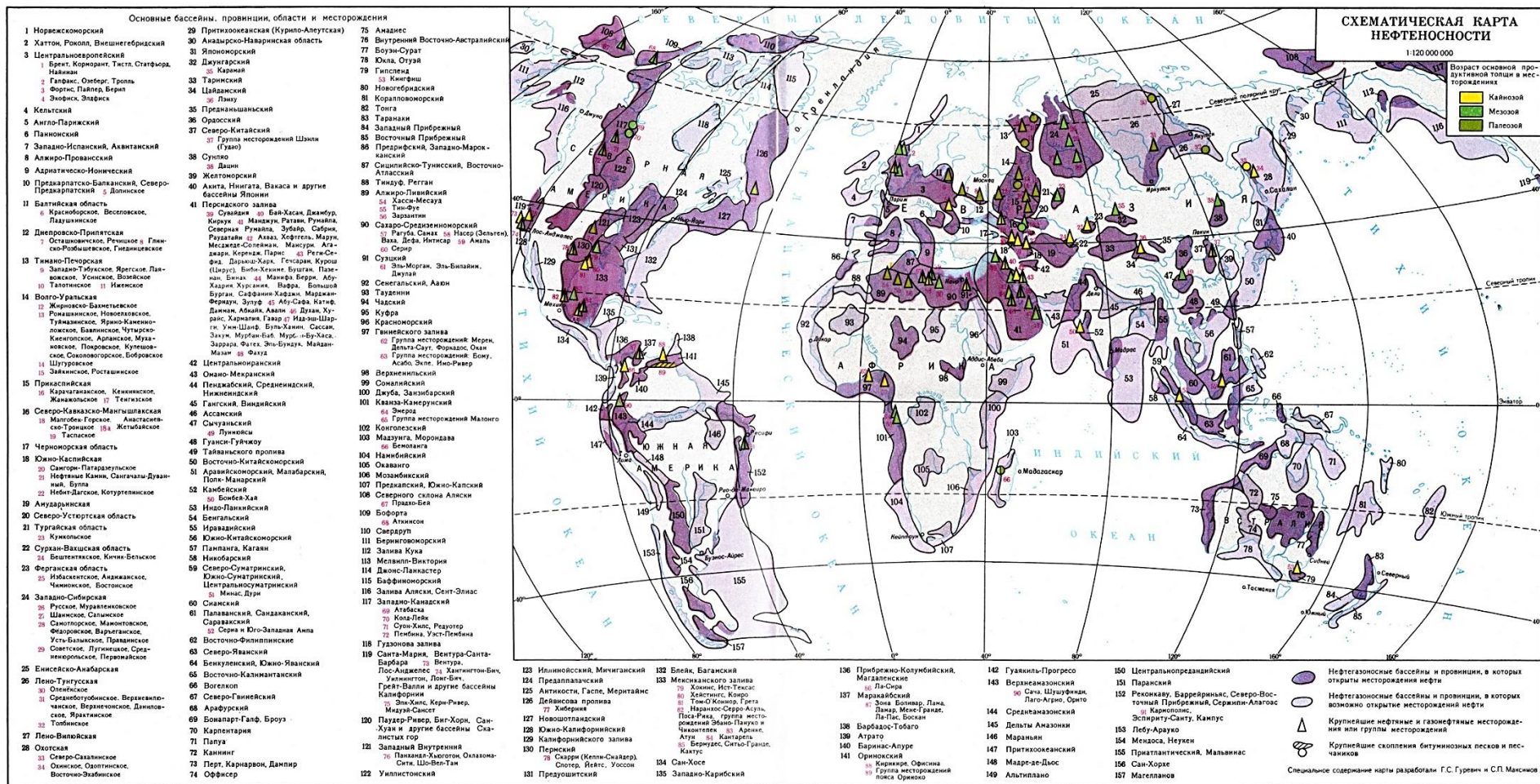


Рисунок 2.1.3 – Основные нефтеносные провинции и месторождения мира [79]

В пределах РФ выделяют НГП, которые показаны на Рисунке 2.1.4. Сравнение ряда характеристик крупнейших НГП мира, их систематизация и классификация приведены в Таблице 2.1.5, из которой следует, что крупнейшие нефтегазоносные провинции мира отличаются сложностью геологических структур и историей геотектонического развития [4, 6, 16, 75, 79, 83, 88–91, 98–99, 101, 105, 133, 160, 169, 176, 182]. Геотектоника представленных НГП представляет собой синтез сложных длительных процессов растяжения, горообразования, субдукции и столкновения плит за миллионы лет, что обеспечивает многообразие структурных ловушек и благоприятных условий для нефтегазообразования [11–12].

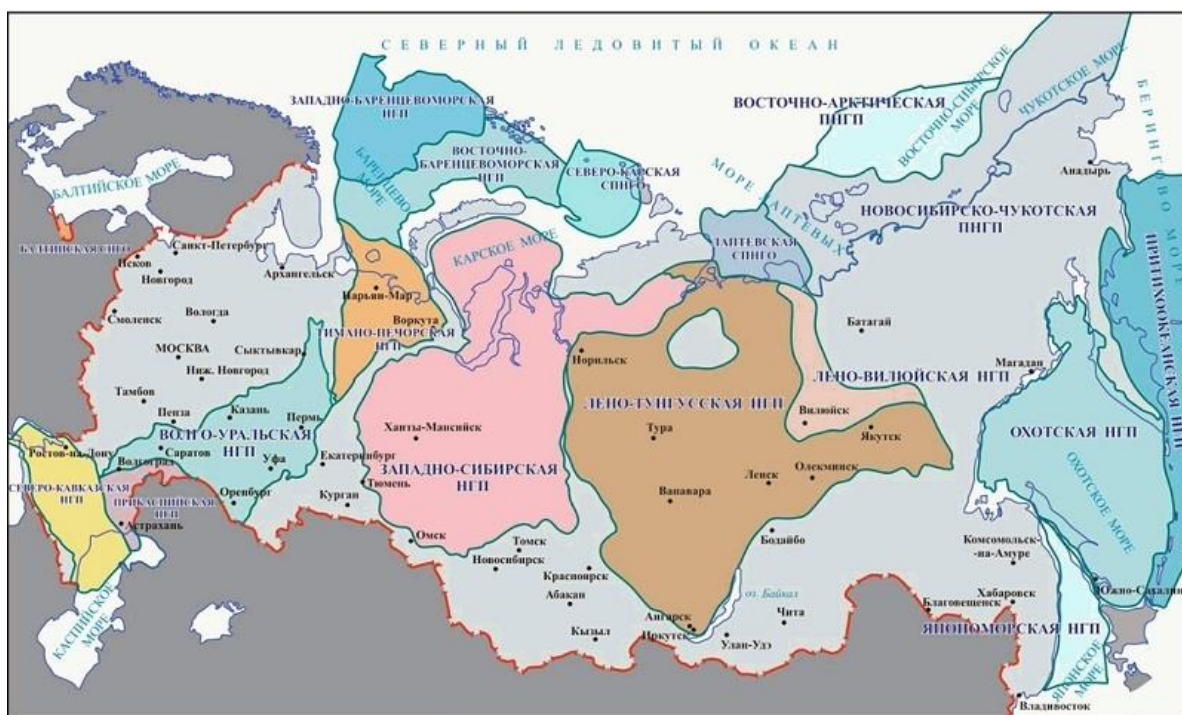


Рисунок 2.1.4 – Нефтегазоносные провинции России [108]

Таблица 2.1.5 – Характеристики крупнейших нефтегазоносных провинций мира

Параметр	Западно-Сибирская	Персидский залив	Арктической Аляски	Венесуэльская	Сахарская (Алжиро-Ливанская)	Прикаспийская	Западно-Китайская (Таримский бассейн, Синьцзян)	Волго-Уральская
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Типы НГП	Платформенных территорий	Платформенных территорий	Переходных территорий	Переходных территорий	Платформенных территорий	Платформенных территорий	Платформенных территорий	Платформенных территорий
Тектоническая структура	Молодая эоцено-эокайская платформа (Западно-Сибирская плита)	Древняя платформа	Пассивная окраина	Складчатая система	Платформа	Древняя платформа	Древняя платформа	Древняя платформа
Основные элементы тектонической структуры	Мегавпадины, мегавалы	Платформа, складчатые и рифтовые системы	Складчатые системы, впадина	Предгорная впадина	Синеклизы	Синеклиза	Впадины	Мегаантиклиза
Возраст продуктивных отложений	PZ–MZ	MZ (K–J)	MZ–KZ	MZ	O–D–C, K–P	D–C–P–T–J–K	PZ–MZ–KZ	D–C–P
Рифтогенез и рифтовая система	Юра и мел – активные рифовые разломы (Тюменский рифт),	Рифтовая зона с активной тектонической деятельностью, формировавшая крупные	Активный рифтогенез в мезозое	Активное движение Мезоатлантической и Южноамериканской плит	Активный рифтогенез с последующим формированием основных ловушек	Активное рифтогенезное развитие с образованием рифтовых систем и	Широко распространены рифтовые зоны	Рифтогенез особенно в восточной части региона, где были проявлены активные

	характеризуются вертикальными смещениями, что обуславливает появление структурных ловушек	рифтовые долины и платформы		способствовали формированию разломов и рифтовых зон		глубоких впадин		тектонические движения в мезозое
Тектонические движения	Внутри платформы – слабые разломы и складки, образующие структурные ловушки; крупные разломы служат каналами миграции нефти или создают барьеры для миграции	Субдукция Индийской плиты под Азиатскую создала условия для формирования складчатых систем и рифтовых депрессий	Создание депрессий для осадконакопления, позднее – трансгрессивные этапы. Высокая тектоническая активность	Зона активного взаимодействия нескольких тектонических плит: большое количество разломов, складчатых поясов, рифтовых структур	Провинция сформирована в результате сложных тектонических процессов, связанных с движением Африканской плиты и ее столкновением с Евразийской	Зона активной тектоники в мезозое-кайнозое, связанной с движением Евразийской и Индо-Австралийской плитами	Активный рифтогенез с образованием рифтовых систем, способствующих осадконакоплению и формированию нефтегазоносных отложений	Рифтогенез в палеозое, триасе с возникновением разломов, прогибов
Площадь провинции (млн км²)	2,2	2,5	1,5	0,6	1,2	0,7	0,35	1,2
Осадочные комплексы	В основном палеозойские карбонатные толщи и мезокайнозойские терригенные	Меловые известняки с высокой пористостью, песчаники палеогена	Юрские высокопористые песчаники, меловые сланцы	Меловые известняки и доломиты	Песчаники, алевролиты и известняки	Известняки, глины, сланцы, алевролиты, туфы	Песчаники, алевролиты хорошей пористости, иногда – известняки	Известняки, глины, доломиты, пески

	отложения, преимущественно песчаники							
Средняя мощность осадочного комплекса (км)	3–8	8–12	8–10	3–6	10–15	4–8	3–8	0,5–3
Основные породы- коллекторы	Карбонаты (известняки и доломиты), песчаники, высокоуглеродис- тые карбонатно- кремнисто- глинистые породы	Известняки, песчаники	Песчаники, алевролиты, известняки	Песчаники, известняки, алевролиты	Песчаники и алевролиты	Мелкозернисты е песчаники юрского и мелового возраста	Песчаники, кавернозные известняки	Девонские, каменноугольн- ые и пермские сланцы, известняки и глины; известняки, доломиты, пески юрского периода
Минералогиче- ский состав пород	Песчаники: Q- ПШ состава, карбонаты – кальцит, доломит	Основной минерал – кальцит, есть глинистые компоненты (иллит, каолинит)	Песчаники (кварциты), сланцы (иллит, каолинит)	Основной минерал – кальцит	Преимуществен- но кварц, каолинит, кварцит	Преимуществен- но кварцит	Основные карбонатные минералы – кальцит и доломит	Каолинит, иллит, смектит, кальцит, кварц
Миграционны е механизмы нефти	Миграция нефти по градиентам давления через пористые песчаники к	Миграция углеводородов осуществляется по пористым карбонатным	Миграция нефти по градиентам давления через	Миграция ограничена структурными ловушками из-	По трещиноватым породам и между пластами	Активная миграция по разломам, трещинам и	Активная миграция вверх по градиенту давления по разломам,	Миграция из источников по градиенту давления через

	структурным ловушкам; разломы – каналы миграции	коллекторам и разломам, которые могут выполнять роль каналов или барьеров, с последующим накоплением в структурных ловушках	пористые горизонты к ловушкам	за низкой текучести нефти		структурным ловушкам	трещинам и пористо-кавернозным зонам	разломы и трещиноватости
--	-------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------	---------------------------	--	----------------------	--------------------------------------	--------------------------

Важнейшим понятием в геологии нефти и газа является скопление углеводородов [11]. В земной коре такие скопления классифицируются как *локальные и региональные*.

К локальным скоплениям относят залежи и месторождения: «*залежь нефти и газа* представляет собой естественное локальное единичное скопление нефти и газа в проницаемых пористых или трещиноватых коллекторах»; «*месторождение нефти и газа* – это место скопления (ассоциация) залежей нефти и газа, приуроченных к одной из естественных ловушек» [12]. Согласно классификации А. А. Бакирова, по генетическому составу выделяют четыре основных типа локальных скоплений нефти и газа: стратиграфический, структурный, литологический и рифогенный [11].

К региональным скоплениям УВ относятся зоны нефтегазонакопления: «*зона нефтегазонакопления* представляет собой совокупность смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных к определенной единой группе (ассоциации) генетически связанных между собой локальных ловушек». Среди них выделяется три генетических типа: структурный, литологический и стратиграфический [12].

Структурный тип приурочен к: валоподобным поднятиям на платформах и к антиклинориям в складчатых областях; региональным разрывным нарушениям; ассоциации солянокупольных структур; ассоциации рифогенных образований [11–12].

Тип залежей по литологическому строению коллекторов классифицируется следующим образом: участки регионального выклинивания коллекторов на склонах крупных тектонических поднятий и впадин; участки замещения проницаемых отложений менее проницаемыми; участки погребенных песчаных валоподобных образований типа «бар» в прибрежных районах древних морей; участки погребенных песчаных прибрежно-дельтовых структур палеорек.

Стратиграфический тип приурочен к зонам регионального несогласного перекрытия коллекторов относительно непроницаемыми отложениями.

В зависимости от состава углеводородов залежи делятся на: нефтяные, газовые, газоконденсатные, эмульсионные; нефтяные с газовой шапкой; нефтяные с газоконденсатной шапкой; газовые с нефтяной периферией; газоконденсатные с нефтяной периферией; эмульсионные с газовой шапкой и эмульсионные с газоконденсатной шапкой [155].

Согласно приложению Приказа Министерства природных ресурсов Российской Федерации, выделяется пять групп месторождений по размеру извлекаемых запасов нефти [128]:

- уникальные – более 300 млн т нефти;
- крупные – от 30 до 300 млн т нефти;
- средние – от 5 до 30 млн т нефти;
- мелкие – от 1 до 5 млн т нефти;
- очень мелкие – менее 1 млн т нефти.

Международная классификация месторождений по запасам разработана Международной ассоциацией инженеров-нефтяников (SPE), Американским институтом нефти (API) и Обществом инженерии месторождений (WPC). Она представлена в стандарте SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System) и применяется большинством крупных международных компаний [188, 191].

Классификация ОПЕК по извлекаемым запасам следующая:

- уникальные – более 300 млн т нефти;
- очень крупные – от 100 до 300 млн т нефти;
- крупные – от 30 до 100 млн т нефти;
- средние – от 10 до 30 млн т нефти;
- мелкие – от 1 до 10 млн т нефти.

Рассматриваемые в диссертационной работе месторождения нефти обобщены термином «*крупнейшие*» и включают в себя уникальные и крупные месторождения согласно общепринятой в РФ классификации [128].

Список наиболее известных крупнейших месторождений нефти с извлекаемыми запасами более 300 млн т нефти [32, 119, 135, 171, 190, 193, 220]:

Российские месторождения:

1. Самотлорское месторождение, Западная Сибирь, извлекаемые запасы: около 3 млрд т (одно из крупнейших в мире);
2. Ромашкинское месторождение, Республика Татарстан, извлекаемые запасы: более 3 млрд т;
3. Приобское месторождение, Ханты-Мансийский автономный округ, извлекаемые запасы: 3,5–4 млрд т;
4. Ванкорское месторождение, Красноярский край, извлекаемые запасы: 350–400 млн т;
5. Усть-Балыкское месторождение, Омская область, извлекаемые запасы: свыше 300 млн т.

Зарубежные месторождения:

1. Большое Гаварское месторождение, Саудовская Аравия, извлекаемые запасы: более 10 млрд т (самое крупное месторождение мира);
2. Северное/Южный Парс, Катар и Иран соответственно, извлекаемые запасы: 50 млрд т природного газа и жидких углеводородов (уникальное газоконденсатное месторождение);
3. Западная Курна, Ирак, извлекаемые запасы: 11 млрд т;
4. Бурган, Кувейт, извлекаемые запасы: около 7 млрд т;
5. Фортис, Канада, извлекаемые запасы: десятки млрд т тяжелой нефти.

Все эти месторождения имеют стратегическое значение для экономики соответствующих стран и играют ключевую роль в формировании структуры глобальных извлекаемых запасов углеводородов, оказывая влияние на мировую энергетику.

2.2 Важнейшие признаки концентрации крупнейших месторождений нефти в мире

Несмотря на широкое распространение месторождений нефти и газа, их распределение по территории планеты крайне неравномерно (Рисунок 2.2.1), а концентрация уникальных месторождений еще более неоднородна.

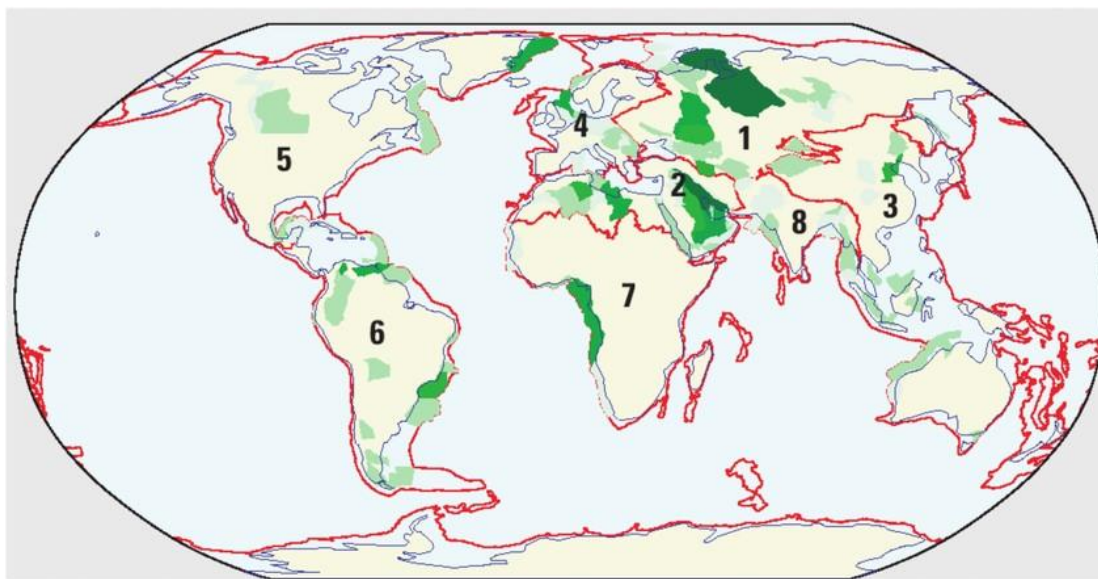
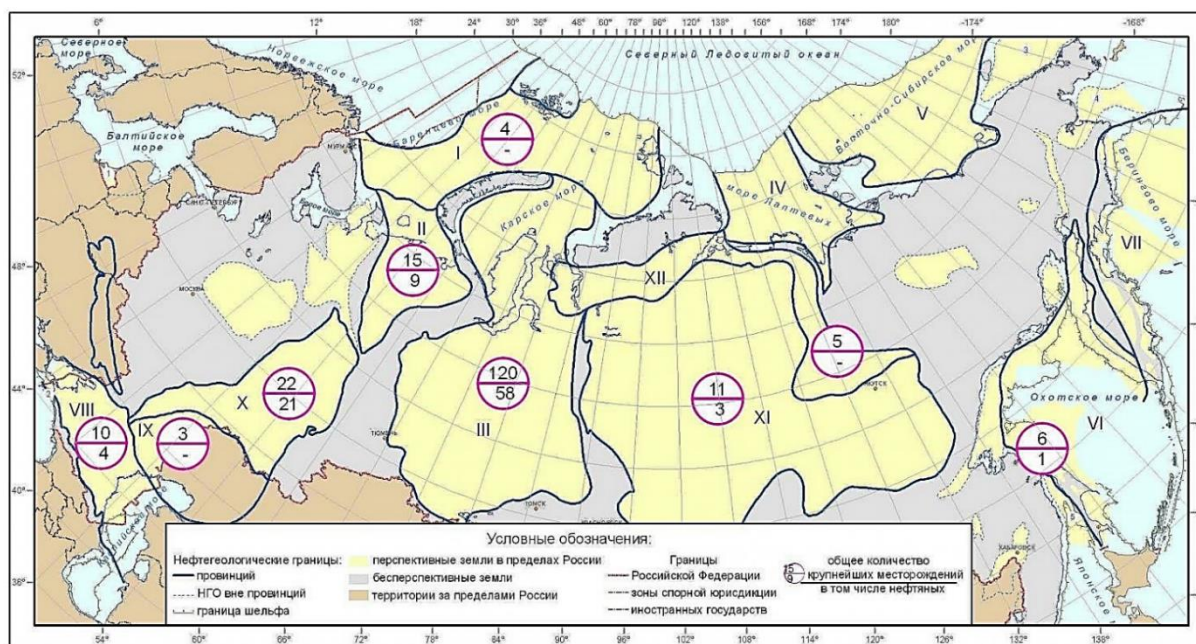


Рисунок 2.2.1 – Основные НГП [173]. Нефтяные запасы (совокупная добыча плюс остаточные запасы и неразведанные ресурсы) для провинций. Более темный зеленый цвет указывает на большее количество ресурсов. Бывший Советский Союз (1), Ближний Восток и Северная Африка (2), Азиатско-Тихоокеанский регион (3), Европа (4), Северная Америка (5), Центральная и Южная Америка (6), Африка (7) и Южная Азия (8). Аляска и побережье Мексиканского залива США не показаны. Красные линии – край континентального шельфа

Наибольшая концентрация месторождений наблюдается в странах Ближнего и Среднего Востока (Бурган, Сафания, Абкайк, Гавар, Гачсаран и др.), а также на территории России – Западной Сибири (Самотлор, Приобское, Лянторское, Федоровское и т. д.) и Поволжья (Рисунок 2.2.2) [56].

Крупные нефтегазоносные провинции охватывают территории площадью от 30 до 560 тыс. км² при объеме осадочного чехла от 100 тыс. до 1,5 млн км³ и включают около 15% крупнейших месторождений мира.



Крупнейшие месторождения углеводородов в нефтегазоносных провинциях территории и акваторий России

Нефтегазоносные провинции: I- Баренцево-Карская, II- Тимано-Печорская, III- Западно-Сибирская, IV- Лаптевская, V- Восточно-Арктическая, VI- Охотская, VII- Притихоокеанская VIII- Северо-Кавказско-Мангышлакская, IX- Прикаспийская
 Нефтегазоносные области вне провинций (цифра в круге): 1- Балтийская, 2- Восточно-Черноморская, 3- Южно-Чукотская, 4- Анадырско-Наваринская, 5- Западно-Сахалинская.

Рисунок 2.2.2 – Крупнейшие месторождения углеводородов в нефтегазоносных провинциях России. НГП: I – Баренцево-Карская, II – Тимано-Печорская, III – Западно-Сибирская, IV – Лаптевская, V – Восточно-Арктическая, VI – Охотская, VII – Притихоокеанская, VIII – Северо-Кавказско-Мангышлакская, IX – Прикаспийская

Мелкие провинции характеризуются площадью от 5 до 200 тыс. км² и объемом осадочного чехла порядка 70–450 тыс. км³. Локализованы преимущественно в межгорных впадинах, эпиплатформенных орогенах, небольших внутриплатформенных впадинах, авлакогенах и грабенах. В них сосредоточено менее 10% крупнейших месторождений [47].

Более половины первоначальных ресурсов углеводородов сосредоточено на территории молодых и древних платформ, около одной трети приурочено к зонам их контакта со складчатыми областями. Эти

ресурсы, как правило, тяготеют к недислоцированному или слабо дислоцированному осадочному чехлу значительной мощности (свыше 1,0–1,5 км) [47].

Залежи нефти и газа фиксируются в отложениях от рифея до плиоцена. Наибольшая часть (примерно 60–70%) начальных суммарных ресурсов связана с мезозойскими отложениями, за ними следует кайнозойский комплекс, преимущественно залегающий на глубинах 1–2 км. Меньший вклад составляют палеозойские комплексы, доля докембрийских отложений ограничена (Таблица 2.2.1) [56].

Таблица 2.2.1 – Распределение начальных запасов нефти крупнейших нефтяных месторождений мира по геологическим системам [56]

Геол. система (индекс)	% от суммы общих нач. запасов	Нефтенасыщение в геологической системе (в % от суммарных ресурсов системы)							
		Коллекторы		Тип залежи		Интервалы глубин, км			
		Терр.	Карб.	Структ.	Неструкт.	до 1	1-2	2-3	3-5
Неоген	21,6	95	5	80	20	10	55	20	15
Палеоген	13,3	94	6	85	15	15	25	40	20
Мел	29	65	35	75	25	5	50	40	5
Юра	18,1	30	70	40	60	15	50	30	5
Триас	0,7	95	5	90	10	5	35	45	15
Пермь	1,6	70	30	80	20	5	40	30	15
Карбон	4,8	6	94	70	30	0	35	40	25
Девон	5,2	30	70	65	35	10	30	40	10
Силур	0,7	80	20	90	10	0	20	75	5
Ордовик	0,6	80	20	90	10	0	10	75	5
Кембрий	1,9	40	60	70	30	0	15	75	10
Венд-Рифей	2,0	30	70	40	60	0	15	70	10
Фундамент + + + + +	0,5	Зоны трещиноватостей коры выветривания		50	50	0	50	50	0

Представленные данные (Глава 3), в целом отражают общую закономерность распределения залежей углеводородов по возрасту (Рисунок 2.2.3а, 2.2.3б).

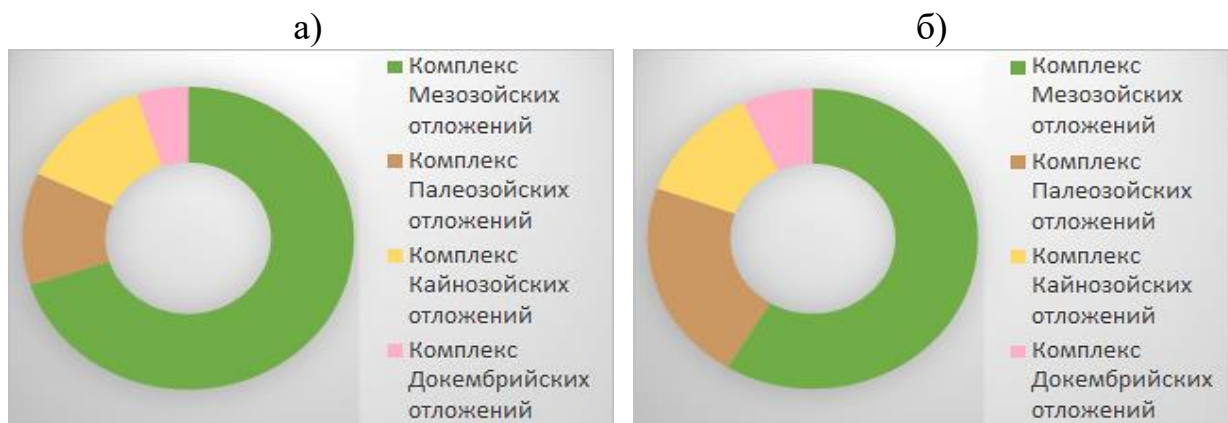


Рисунок 2.2.3 – Возраст отложений: а) – к которым приурочены залежи нефти и газа всего мира; б) – к которым приурочены месторождения БД

Доминирующая часть (примерно 60%) нефтегазовых ресурсов всего мира связана с терригенными комплексами, около трети – с карбонатными, небольшая доля – с кремнисто-глинистыми (Рисунок 2.2.4а, 2.2.4б) [47].



Рисунок 2.2.4 – Тип отложений: а) – к которым приурочены залежи нефти и газа всего мира; б) – к которым приурочены месторождения БД

Эта особенность также прослеживается при анализе осадочных комплексов месторождений разрабатываемой БД, где явно проявлено преобладание терригенных отложений над карбонатными и кремнисто-глинистыми (Рисунок 2.2.3б).

Изучение общих закономерностей формирования крупнейших месторождений углеводородов и критериев, контролирующих их

возникновения в соответствующих нефтегазоносных провинциях, является объектом пристального внимания геологов-нефтяников (А. А. Бакиров, И. О. Брод, И. В. Высоцкий, Н. А. Еременко, В. Б. Оленин, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин и др.) [8, 11, 47, 60, 75, 148–149]. Исследования, проводимые во второй половине 20 века, показали, что для выявления особенностей образования крупнейших месторождений углеводородов необходимо учитывать два основных аспекта.

Первый заключается в определении геолого-исторических, генетических и регионально-структурных критериев формирования месторождения в целом. Второй состоит в выявлении конкретных факторов, учет которых позволяет значительно повысить степень обоснованности выводов о существовании благоприятных условий для образования крупнейших месторождений.

Анализ фактического материала позволил прежде всего выявить закономерности распределения крупнейших скоплений углеводородов по площади и разрезу в глобальном масштабе. Было установлено, что почти 90% уникальных месторождений сосредоточено в восточном полушарии, где к ним приурочено более половины нефтяных и газовых ресурсов мира, что объясняется большим распространением в этом полушарии осадочных бассейнов [93].

Крупнейшие зоны нефтегазонакопления обнаружены в отложениях всех геологических периодов, однако их большая часть приурочена к толщам мезозоя. Это обусловлено бурным развитием в мезозойское время органической жизни, достигшей максимума в юре и мелу, что привело к накоплению в осадочных толщах большого количества биомассы. Концентрацию в мезозойских толщах крупнейших скоплений нефти и газа можно также объяснить интенсивным прогревом земной коры в юрско-меловой период после проявления герцинской фазы складчатости и проявления интенсивной магматической деятельности в триасе [93, 149].

Установлено, что крупнейшие зоны нефтегазопроявления с большей части выявленных запасов приурочены к интервалам глубин от 750 до 3000 м (86% запасов нефти и 64% газа).

Согласно Н. Ю. Успенской, из общей суммы начальных извлекаемых запасов крупнейших месторождений к песчаным коллекторам относится 58%, а к карбонатным – 42% [148].

При анализе крупнейших месторождений по типу ловушек, к которым они приурочены, выявляется явное преобладание крупных антиклинальных структур. Абсолютно преобладающая часть выявленных ресурсов нефти и газа (порядка 90%) связана с ловушками структурного типа.

Крупнейшие зоны нефтегазонакопления встречаются как на платформах, так и в складчатых областях в пределах крупных геоструктурных элементов, однако абсолютное доминирующее место среди них занимают платформы, к которым приурочено порядка 90% крупнейших месторождений УВ.

Возникновению крупнейших нефтяных месторождений способствуют следующие факторы:

- 1) крупный размер ловушки;
- 2) тектоническая стабильность территории на протяжении значительного геологического времени;
- 3) благоприятные условия бурного развития органической жизни, скопления и захоронения ее остатков;
- 4) преимущественно морской генезис осадков;
- 5) природные резервуары определенного геологического возраста (в основном мезозойские и кайнозойские);
- 6) геотермический градиент [155].

Основными факторами, определяющими высокую продуктивность крупнейших скоплений нефти и газа, являются геотектонические условия и палеогеографические особенности территории.

2.3 Классификация условий локализации крупнейших скоплений нефти и их региональные геологические особенности развития

Под *классификацией* в работе понимаются упорядоченные группы данных, в которые распределяются объекты (месторождения) на основании их сходства по определенным признакам – объему запасов нефти и принадлежности к нефтегазоносным бассейнам [140].

При генерации карт, позволяющих сопоставлять взаимосвязи пространственного распределения скоплений нефти и возраста осадочных комплексов, к которым приурочены месторождения из БД, были использованы условные знаки с цветовой дифференциацией (Рисунок 2.3.1).

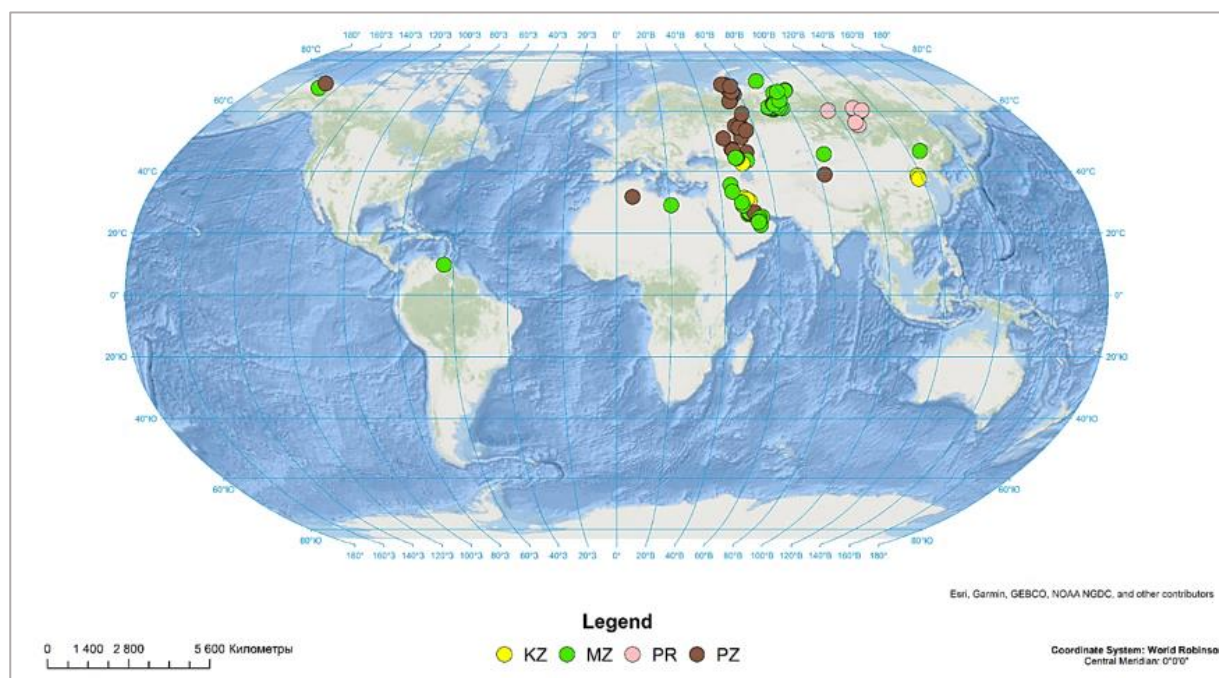


Рисунок 2.3.1 – Карта распределения месторождений разрабатываемой БД, приуроченных к осадочным комплексам разных возрастов

Цветовая дифференциация этих знаков одновременно отражает стратиграфический временной интервал (в соответствии с общепринятыми правилами составления общей стратиграфической шкалы [111]) и

приуроченность залежей к горным породам определенного возраста, т. е. сформировавшихся в различные геологические эпохи (Рисунок 2.3.1).

После представления объектов разрабатываемой БД на карте стало понятно, что нефтяные скопления наблюдаются в виде сгруппированных в пространстве совокупностей геологически и геодинамически связанных месторождений нефти, расположенных в пределах общей осадочной толщи или структурно-тектонической зоны, характеризующихся схожими условиями формирования и закономерностями размещения запасов, называемых *кластерами* (Рисунок 2.3.2).

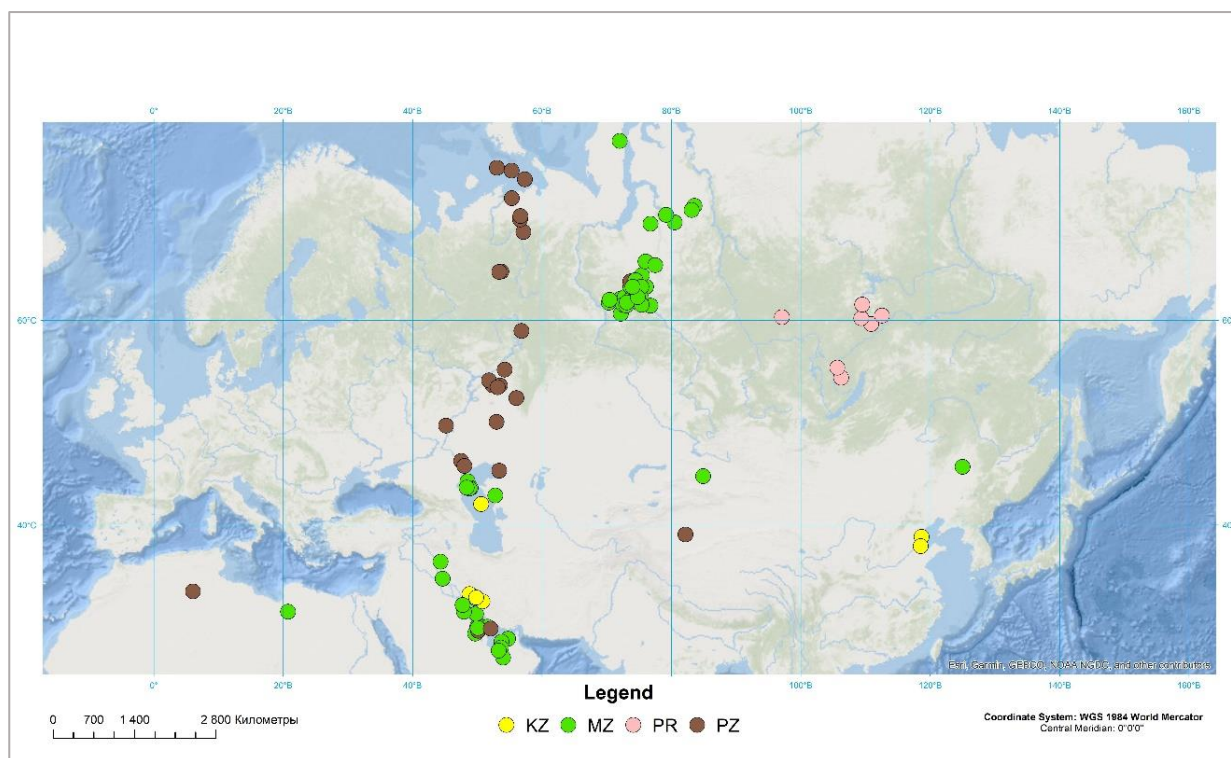


Рисунок 2.3.2 – Кластеры локализации крупнейших месторождений нефти и газа, представленных в созданной БД

Три из них характеризуются наибольшими запасами (Таблица 2.1.4), приурочены к структурам платформ и образуют группы взаимосвязанных уникальных месторождений (в количестве более пяти) с запасами каждого более 300 млн тонн нефти, расположенных вблизи друг от друга и

приуроченных к одной нефтегазоносной провинции. Рассмотрим каждый из них поочередно.

Первый кластер располагается на территории Западной Сибири в пределах Западно-Сибирской НГП, которая является крупнейшей на территории России (Рисунок 2.3.3). Она занимает значительную часть молодой эпигерцинской плиты площадью 2,2 млн км² и простирается далее на север – на шельф Карского моря [188].

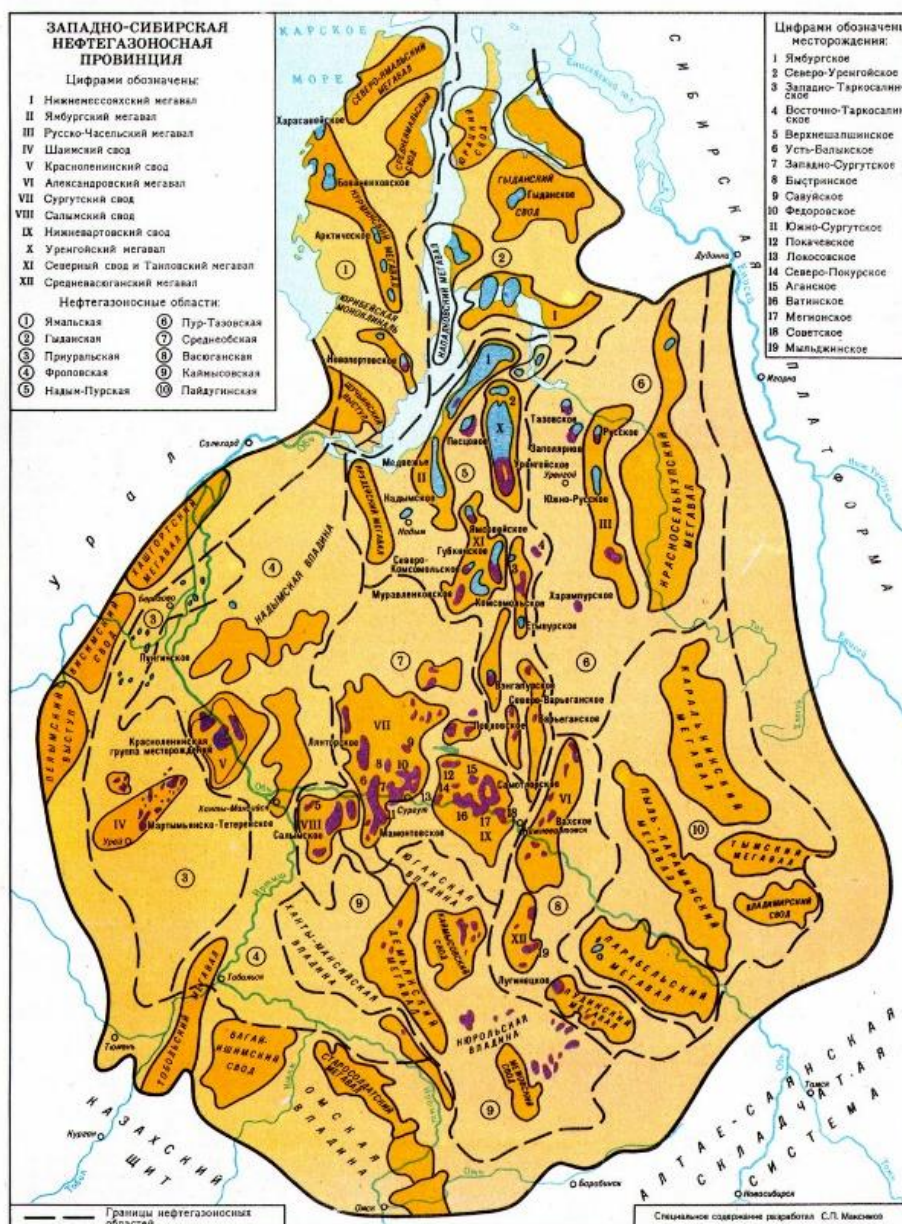


Рисунок 2.3.3 – Западно-Сибирская НГП [71]

Началом формирования осадочного чехла Западно-Сибирской плиты считается позднеюрское время мезозойской эры, во время которого происходило опускание территории между Уралом и Сибирской платформой, что привело к образованию огромного эпиконтинентального бассейна.

В процессе развития территория Западно-Сибирской плиты неоднократно была подвержена морским трансгрессиям. В раннем олигоцене плита стала огромной озерно-аллювиальной равниной. В четвертичном периоде плита снова испытала опускание, в то время как в позднем олигоцене и неогене северная часть плиты поднималась [47].

Западно-Сибирская плита отличается сложным и разнородным строением кристаллического фундамента. В ее западной части преобладают породы герцинского возраста, тогда как на севере, в центральных и восточных районах доминируют байкальские комплексы, местами сменяющиеся еще более древними образованиями. На юге присутствуют салаирские, каледонские и герцинские структуры. Глубина залегания пород фундамента изменяется от 2 до 10 км и увеличивается в направлении к северу и северо-востоку. В основании осадочного чехла располагается сеть грабенов, заполненных отложениями T–J₁. В разрезе выделяют два крупных структурных уровня: доплитный комплекс (PZ–T) толщиной до 5 км и перекрывающий его плитный комплекс (J–N), достигающий 7–8 км [70].

Основными нефтегазоносными являются толщи палеозоя, нижней, средней и верхней юры, а также нижнего и верхнего мела (Рисунок 2.3.4). Разрез характеризуется преимущественно терригенными песчано-глинистыми породами. Региональными экранирующими толщами служат баженовская свита (J₃–K₁) и меловые глины. Генерация углеводородов связана главным образом с высокоорганическими кремнисто-глинистыми породами баженовской свиты, содержание органического углерода в которых достигает 25%. Среди ловушек преобладают структурные (антиклинальные) и литологические типы.

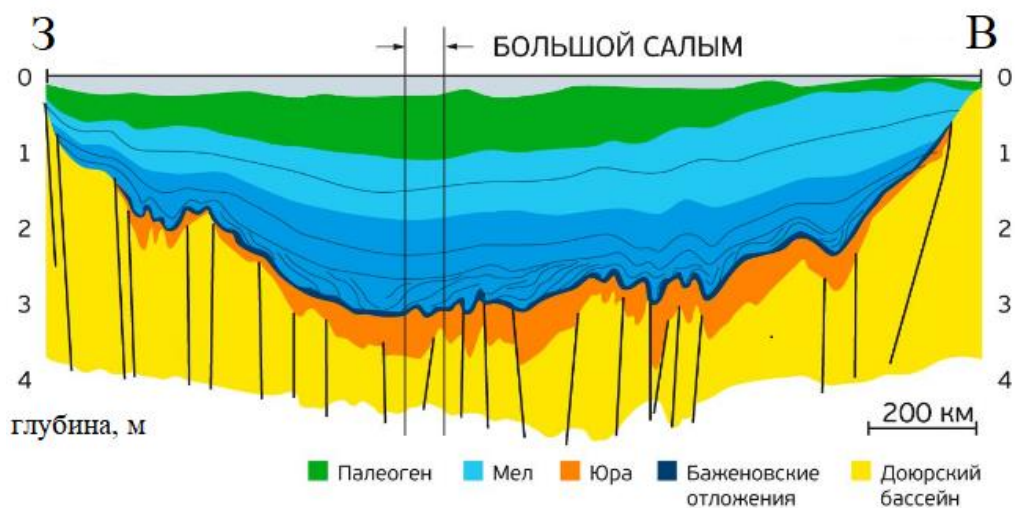


Рисунок 2.3.4 – Разрез Западно-Сибирской платформы
(месторождение Большой Салым) [70]

Большая часть ресурсов приурочена к неокомским и сеноманским отложениям, хотя отдельные залежи встречаются и в других подразделениях юрского и мелового разреза. Для данного региона характерны уникальные по запасам залежи нефти средней и умеренной плотности. Основные зоны нефтегазонакопления приурочены к центральным районам Западно-Сибирской равнины и южной части акватории Карского моря, преимущественно в пределах бортовых областей нефтегазоносных провинций [135].

В Западно-Сибирской провинции сосредоточены уникальные по масштабам и уровню освоенности нефтяные месторождения (Самотлорское, Приобское, Федоровское, Мамонтовское, Ватьеганское и ряд других), обеспечившие основной объем нефтедобычи страны на протяжении нескольких десятилетий. Месторождения характеризуются высоким уровнем выработанности ресурсов, сложной структурой залежей и значительным разнообразием условий залегания, что определяет особенности технологий их разработки и дальнейшего вовлечения в эксплуатацию запасов труднодоступных горизонтов.

Второй кластер прослеживается на территории Среднего Востока (Рисунок 2.3.5). Он пространственно приурочен к нефтегазоносному бассейну Персидского залива, который представляет собой крупную асимметричную и структурно неоднородную впадину, сформировавшуюся в результате длительного прогибания литосферы в зоне взаимодействия Африкано-Аравийской платформы с Альпийско-Гималайским горно-складчатым поясом (Рисунок 2.3.5) [190].

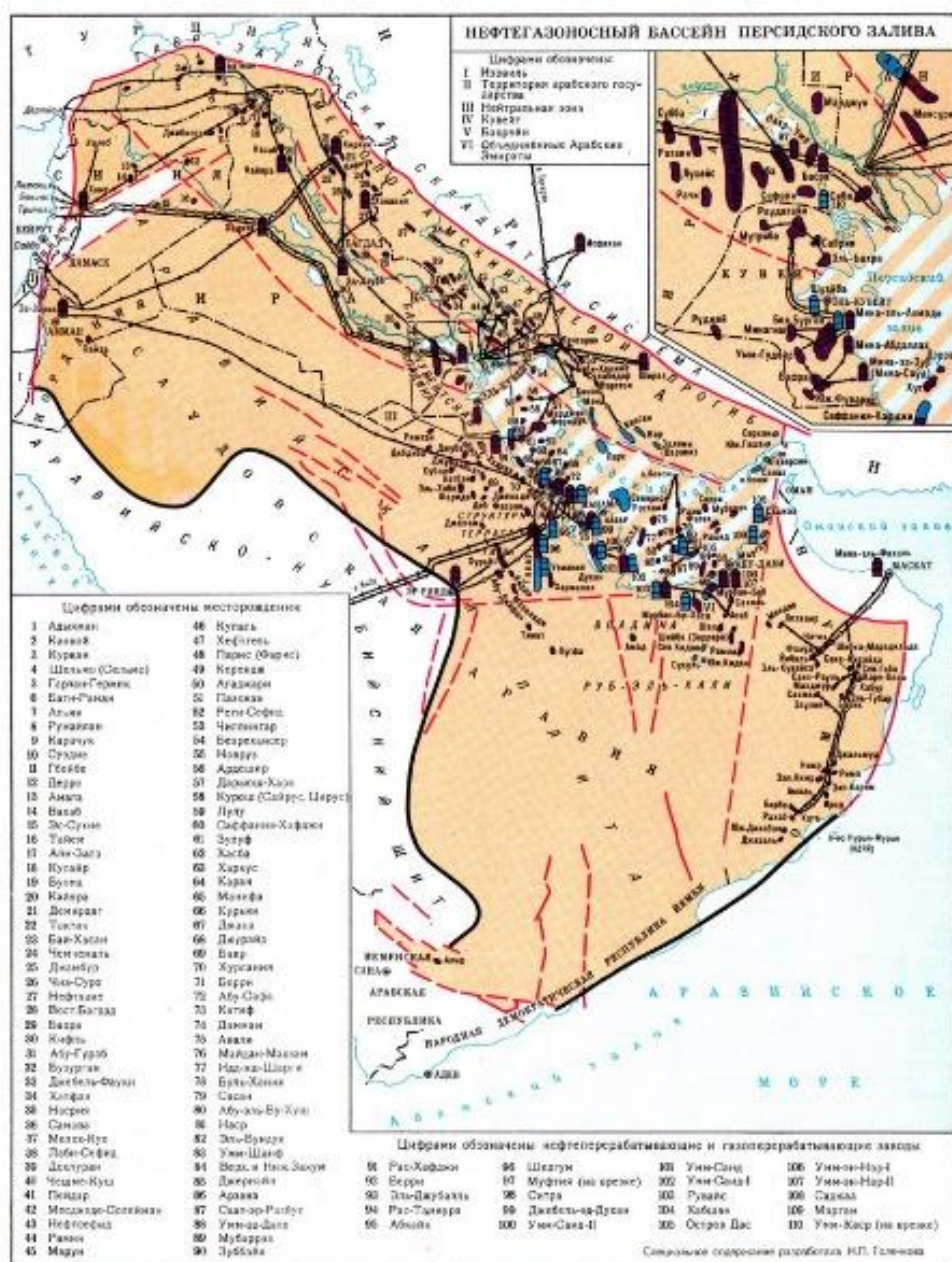


Рисунок 2.3.5 – Нефтегазоносная провинция Персидского залива [107]

Бассейн Персидского залива относится к числу наиболее продуктивных нефтегазоносных бассейнов планеты и отличается мощным осадочным разрезом, сложенным преимущественно карбонатно-терригенными толщами мезозойско-кайнозойского возраста.

Формирование бассейна связано с длительным прогибанием краевой части платформы, начавшимся в позднем палеозое и усилившимся в мезозое–кайнозое под влиянием тектонических процессов, сопровождавших открытие океана Неотетис и последующую коллизию Аравийской плиты с Евразией. Строение характеризуется мощным, преимущественно карбонатно-терригенным осадочным разрезом толщиной более 10–12 км, последовательность которого включает продуктивные горизонты палеозоя, мезозоя и раннего кайнозоя. Особое значение имеют карбонатные платформенные комплексы юрского и мелового возраста, формировавшие высокочемкие резервуарные системы. Региональные покровы представлены мощными эвапоритовыми и аргиллитовыми толщами, обеспечивающими надежную гидродинамическую изоляцию залежей.

Геодинамическая эволюция региона обусловила формирование обширных зон субсидиарного прогибания и развитие крупных антиклинальных структур, которые служат основными ловушками углеводородов. Эти структуры формировались как в результате платформенных процессов (дифференцированное прогибание), так и в связи с орогенными движениями Альпийского цикла, проявлявшимися в виде инверсии отдельных участков осадочного чехла.

Крупнейшие месторождения нефти Персидского залива локализованы преимущественно в пределах северо-восточной части Аравийской плиты, вдоль системы протяженных антиклинальных поднятий (Гавар, Бурган, Сафания, Румайла и др.). Их размещение контролируется сочетанием следующих факторов:

– *развитие долговременных структурных элементов*, представляющих собой крупные линейные и куполообразные поднятия, сформированные на фоне регионального прогибания;

– *наличие высококачественных коллекторов*, связанных с рифовыми и платформенными карбонатными постройками;

– *эффективные покрышки*, главным образом эвапоритовые толщи верхнего мела и палеогена;

– *сочетание зрелых нефтематеринских толщ*, включающих органогенные карбонаты и сланцы мезозойского возраста [190].

Основные тектонические элементы бассейна включают Аравийскую плиту и Месопотамский краевой прогиб, формирующие соответственно платформенный и складчатые борта бассейна. Фундамент представлен архейско-протерозойскими породами. Осадочный чехол простирается от вендских до четвертичных отложений, при этом его максимальная мощность достигает 10–12 км в наиболее прогнутых зонах бассейна, а минимальная – 2–2,5 км по периферии, примыкающей к Аравийско-Нубийскому щиту. Палеозойские горизонты преимущественно песчано-глинистые [205], тогда как пермские, мезозойские, палеогеновые и нижнемиоценовые отложения состоят главным образом из карбонатных пород. Неоген-четвертичные отложения представлены терригенными толщами с соленосными прослойками среднего миоцена мощностью до 1 км.

Ключевыми нефтегазоносными комплексами являются пермский, верхнеюрский, нижнемеловой, верхнемеловой и олигоцен-нижнемиоценовый (Рисунок 2.3.6). При этом около $\frac{3}{4}$ разведанных запасов нефти сосредоточено в мезозойских отложениях, а основные газовые ресурсы – в кайнозойских и палеозойских горизонтах [135].

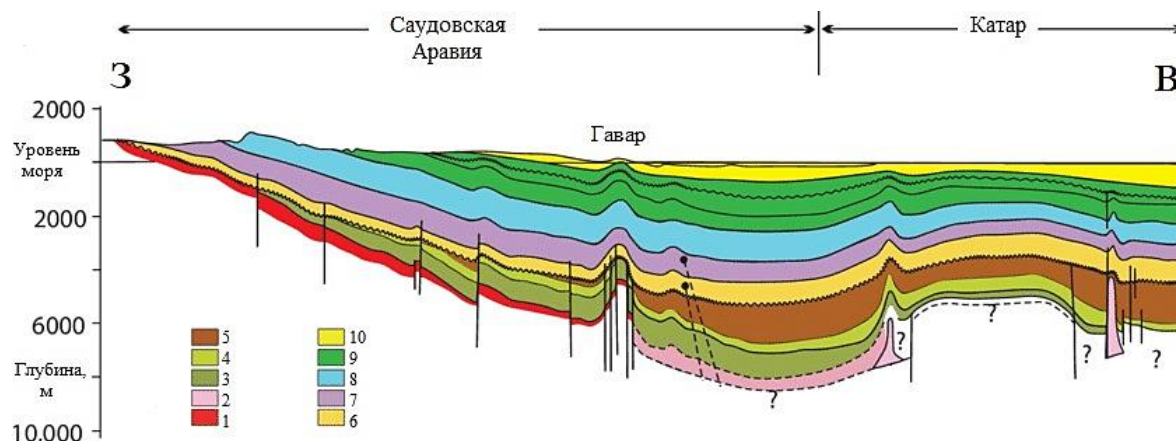


Рисунок 2.3.6 – Геологический разрез бассейна Персидского залива (месторождение Гавар): 1 – фундамент; 2 – протерозойские породы; 3 – ордовикско-кембрийские породы; 4 – силурийские породы; 5 – девонские породы; 6 – пермские породы; 7 – триасовые породы; 8 – юрские породы; 9 – меловые породы; 10 – кайнозойские породы [205]

Большинство месторождений расположено на восточном погружении Аравийской плиты (Басра-Кувейтская впадина, структурная терраса Газа (Хаза), впадина Руб-эль-Кали) и в Месопотамском краевом прогибе. Углеводородные скопления Месопотамского прогиба приурочены к олигоцен-нижнемиоценовым известнякам свиты Асмари и верхнемеловым известнякам группы Бангестан, залегающим на глубинах 0,2–2,7 км. На территории Аравийской плиты нефтеносными являются пески и песчаники нижнего мела (свиты Зубайр и Бурган) и известняки поздней юры (свита Араб) с глубинами залегания 1,3–3,2 км; газовые скопления сосредоточены в пермских терригенно-карбонатных отложениях свиты Хуфф на глубинах 3–4,5 км.

Преобладающая часть разведанных ресурсов бассейна залегает на глубинах до 3 км, при этом максимум запасов нефти приходится на интервал 2–3 км, а газа – на интервал 3–5 км. Месторождения структурного типа преимущественно многопластовые [136]. Отмечается преобладание нефти средней плотности 855–860 кг/м³, сернистой и высокосернистой (S 1–5%).

Провинция контролирует значимую часть месторождений УВ с уникальными запасами, включая такие месторождения как Большой Бурган и Гавар, запасы которых составляют более 10 млрд т.

Третий кластер образуют месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Рисунок 2.3.7), которая является крупнейшей в пределах Европейского региона и занимает площадь ~700 тыс. км².

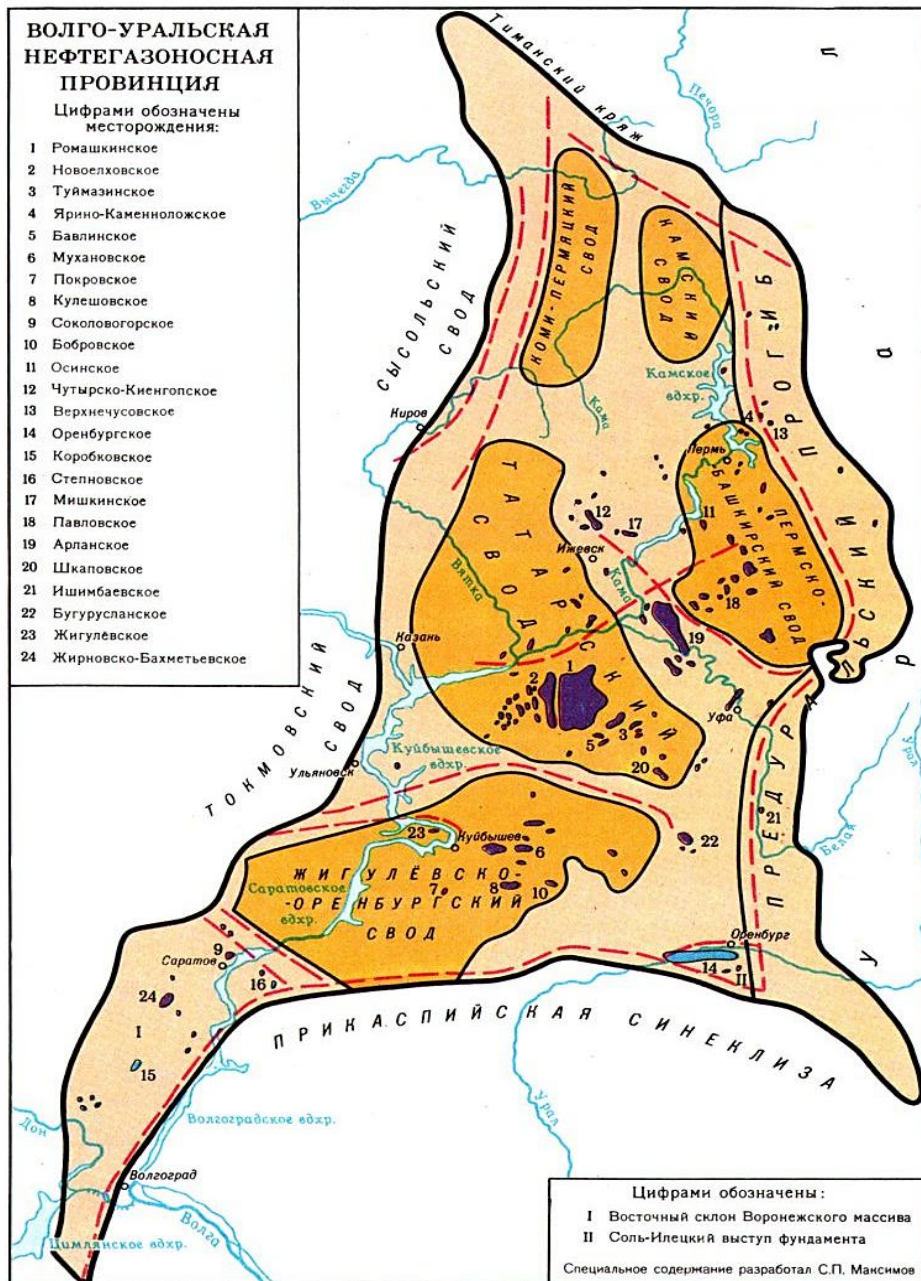


Рисунок 2.3.7 – Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн [28]

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция охватывает крупные тектонические структуры, включая одноименную Волго-Уральскую антеклизу, занимающую около 90% территории провинции, а также центральные и южные участки Предуральского краевого прогиба вместе с примыкающими областями складчатого Урала. Раннедокембрийский фундамент в Предуральском прогибе залегает на глубинах от 3–5 до более чем 10 км [85]. Геологическая история Волго-Уральской антеклизы обусловлена фазами тектонической активизации. В дорифейский период завершилось формирование кристаллического фундамента в пределах нижнего и верхнего протерозоя, приблизительно 1650 ± 100 млн лет назад. В байкальский период началось накопление осадочного чехла: в венде отложения распространились на Камско-Бельский и Серноводско-Абдулинский авлакогены, а также на Кажимский грабен, которые образовались в рифее в ходе рифтогенной активности [125].

Каледонский этап характеризовался восходящими движениями и длительным континентальным перерывом, начавшимся в венде и продолжавшимся до среднего девона. В это время активизировалась тектоническая деятельность, заложившая основы будущих герцинских структур. В герцинский этап произошло формирование палеозойских осадочных толщ, включающих основные месторождения полезных ископаемых: девонские – нефтяные, каменноугольные – нефть и уголь, а также пермские – угольные [35].

Основная часть ресурсов сосредоточена в отложениях среднего и верхнего палеозоя. Наибольшую продуктивность демонстрируют разнообразные терригенные и карбонатные комплексы, выявленные в разрезах девонско-пермских систем (Рисунок 2.3.8).

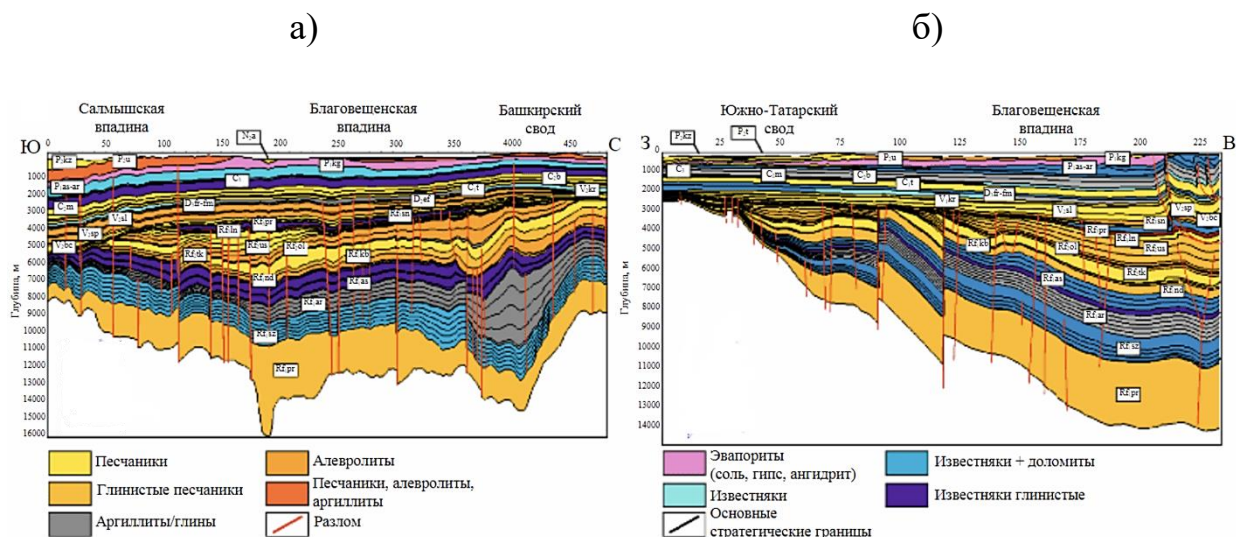


Рисунок 2.3.8 – Сейсмологический разрез Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: а) – с юга на север; б) – с запада на восток [85]

Нефтематеринскими породами являются битуминозные глинистые известняки и сланцы, формировавшиеся на протяжении позднего девона (доманикиты) и раннего карбона (турней и визей). Преобладают структурные и рифовые типы ловушек, значительным потенциалом также обладают стратиграфические и литологические зоны выклинивания. В составе ресурсов преобладает нефть. Нефть в Волго-Уральской провинции характеризуется высокой вязкостью и плотностью со значительным количеством смол и серы [46].

Общая плотность ресурсов высокая, наибольшая концентрация наблюдается в Южно-Татарском и Соль-Илецком сводах, где расположены крупнейшие месторождения. Запасы нефти составляют 25% от общего объема разведанных запасов России [86].

Для более детального анализа особенностей нефтегазонакопления были выбраны крупнейшие для каждой из провинций месторождения: Самотлорское (Западно-Сибирская провинция), Гавар (провинция Персидского залива) и Ромашкинское (Волго-Уральская провинция). Для

упрощения процесса сравнения ключевые параметры месторождений были вынесены в отдельную таблицу (Таблица 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Месторождения трех сравниваемых кластеров: Самотлорское (Западно-Сибирская НГП), Гавар (НГП Персидского залива) и Ромашкинское (Волго-Уральская НГП)

Характеристики	Самотлорское	Гавар	Ромашкинское
Местоположение	Россия, Ханты-Мансийский автономный округ	Саудовская Аравия, провинция Эш-Шаркийя	Россия, Республика Татарстан
Год запуска в эксплуатацию	1965 г.	1951 г.	1948 г.
Качество нефти	Легкая, низкое содержание серы и парафина	Легкая среднесернистая нефть	Тяжелая, содержит примеси и попутный газ
Способ добычи	Насосный, фонтанный	Фонтанный	Насосный
Глубина залегания, км	1,6–2,4	1,5–3	1,6–1,8
Балансовые запасы, млрд т	7,1	10	5
Приуроченность к отложениям (возраст и состав)	Песчаники с прослоями алевроитов и глин возраста J–K	Высокопористые известняки с прослоями глин возраста J–K	Песчаники возраста D–C
Приуроченность к тектоническому элементу	Нижневартовский свод Западно-Сибирской платформы	Сводовое поднятие Аравийской платформы	Татарский свод Восточно-Европейской платформы

Оценка кластеров, сформированных крупнейшими по запасам месторождениями нефти, позволила выявить ряд тенденций:

1. Все три кластера локализованы в пределах платформенных областей, которые имеют большие площади и объемы осадочного чехла с приуроченностью к положительным структурам;

2. Места наибольшего скопления месторождений приходятся на Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию и провинцию Персидского залива (Рисунок 2.3.9), меньшая часть сконцентрирована на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции;

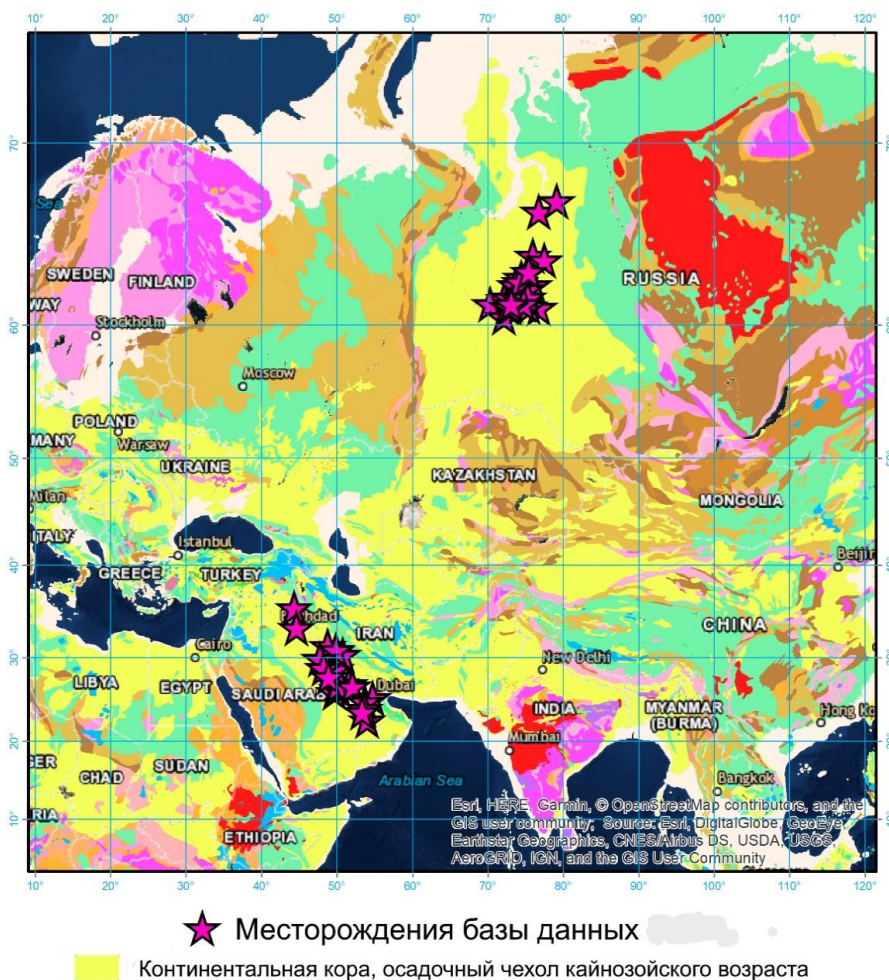


Рисунок 2.3.9 – Области повышенного скопления месторождений БД в пределах крупнейших НГП: Западно-Сибирской и Персидского залива

3. Запасы месторождений двух крупнейших кластеров – Западной Сибири и Персидского залива – приурочены к мезозойским отложениям (преимущественно юрско-меловым), в то время как запасы Волго-Уральской НГП тяготеют к палеозойским отложениям (D–C–P);

4. По основным характеристикам (плотность, содержание серы и фракционный состав) сырая нефть месторождений Западной Сибири и Персидского залива, приуроченных к более молодым (мезозойским) осадочным комплексам, имеет более высокое качество, чем нефть месторождений, локализованных в европейской части РФ, запасы которых сосредоточены в комплексах палеозойского возраста;

5. Все три кластера, как и бóльшая часть представленных в созданной БД месторождений, сосредоточены между 40° и 80° меридианами.

Для наглядности ключевые характеристики каждой нефтегазоносной провинции сведены в Таблицу 2.3.2 [35, 46, 49, 125, 135, 190, 205].

Таблица 2.3.2 – Ключевые характеристики каждой нефтегазоносной провинции выделенных кластеров

Характеристики НПГ	Западно-Сибирский бассейн	Бассейн Персидского залива	Волго-Уральский бассейн
Возраст фундамента	Фундамент гетерогенный, преимущественно герцинский	Архейско-протерозойский фундамент	Раннедокембрийский фундамент
Мощность осадочного чехла	Осадочный чехол мощностью до 3 км – MZ–KZ	Осадочный чехол представлен отложениями от вендского до четвертичного возраста мощностью до 12 км	Осадочный чехол представлен рифей-вендскими и палеозойскими отложениями мощностью до 12 км
Строение осадочного чехла	Резкое преобладание терригенных отложений в строении осадочного чехла	Палеозойский разрез – песчано-глинистый; пермские, мезозойские и палеогеновые отложения представлены преимущественно карбонатными породами	Известняки, песчаники и глинистые породы имеют широкое распространение
Возраст нефтематеринских толщ	Основные ресурсы заключены в J–K отложениях	Основные запасы нефти сконцентрированы в MZ, а газа – в PZ и KZ	Основные запасы нефти находятся в отложениях среднего и верхнего PZ

2.4 Выводы

На основе разработанной классификации региональных геодинамических и литолого-стратиграфических особенностей,

контролирующих концентрацию крупнейших запасов нефти, проведен анализ геологических условий крупнейших НГП, который позволил выделить устойчивые признаки локализации в них уникальных и крупных месторождений нефти.

В качестве объектов дальнейшего исследования были выбраны наиболее изученные из крупнейших НГП, характеризующиеся высокой концентрацией крупнейших месторождений и значительными запасами нефти – провинция Персидского залива, а также Западно-Сибирская и Волго-Уральская провинции.

Два кластера, расположенные в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и провинции Персидского залива, приурочены к древним платформам – Восточно-Европейской и Африкано-Аравийской. Принадлежность их к разным мегаструктурным группам (лавразийской и гондванской соответственно) отражает различия в истории геологического развития. Восточно-Европейская платформа характеризуется раннедокембрийским фундаментом с ограниченными областями поздней тектоно-термальной переработки, тогда как Африкано-Аравийская платформа отличается более ранними этапами кратонизации и выраженной рифтовой активностью, сопровождавшейся накоплением мощных толщ континентальных и прибрежно-морских осадков и эпизодами магматической активности.

Перечисленные выше признаки определяют своеобразие геологического развития Африкано-Аравийской платформы. Однако среди схожих признаков следует упомянуть наличие общих рубежей метаморфизма, кратонизации, тектонических подвижек и перестроек (2600–2500, 2000–1900; 1700–1600; 1300; 1100-1000; 850 млн лет). Наблюдаются также общие этапы в истории формирования комплексов чехла. Повсеместно в разрезах проявлены карбонатные толщи, соленосные серии и т. д.

Несмотря на различия, обе платформы демонстрируют ряд общих признаков: единые временные рубежи метаморфизма и тектонических

перестроек, сходные этапы формирования осадочного чехла, широкое развитие карбонатных комплексов и соленосных серий. Наличие повторяющихся и синхронных событий геологической эволюции свидетельствует о том, что условия формирования крупных нефтяных скоплений зависят от сочетания как уникальных платформенных особенностей, так и универсальных процессов дотектонической и платформенной стадии развития литосферы.

Третий кластер – в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – приурочен к молодой платформе, сформировавшейся после перестройки Урало-Монгольского пояса в позднем палеозое – раннем мезозое. В отличие от древних платформ, Западно-Сибирская характеризуется менее древним фундаментом, мощным мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом и низкой степенью метаморфизма. Эти особенности определяют иной тип нефтегазонакопления, более тесно связанный с мезозойскими погружениями, региональными прогибами и активной динамикой молодых плит.

По сравнению с древними платформами, Западно-Сибирская имеет ряд отличительных признаков – меньшая площадь, более молодой возраст фундамента, более мощный осадочный чехол, низкая степень метаморфизма и др. Это может быть важным отличительным признаком при поиске месторождений в пределах Арктической зоны РФ.

Сопоставление кластеров позволило выявить комплекс повторяющихся факторов, контролирующих формирование крупнейших скоплений нефти: характер фундамента, глубинные тектонические разломы, этапность рифтогенеза, мощности и состав осадочного чехла, наличие карбонатно-соленосных толщ, а также соответствие этих параметров ключевым фазам геодинамической эволюции регионов.

Результаты проведенного анализа закономерностей размещения и факторов формирования крупнейших месторождений нефти послужили методологической основой для разработки классификации условий локализации крупнейших нефтяных месторождений в пределах

нефтегазоносных провинций для выявления их базовых закономерностей, и стали важной составляющей последующего этапа исследования, связанного с систематизацией и интеграцией разнородных геоданных. Разработанная классификация включает типизацию по тектоническому строению и геодинамическим условиям, возрасту и составу продуктивных отложений, характеристикам коллекторов и осадочных комплексов, а также особенностям миграции и накопления углеводородов.

Выявленные пространственно-структурные особенности и критерии классификации месторождений обусловили требования к структуре и содержанию разрабатываемого геоинформационного обеспечения (Глава 3).

Полученные результаты обеспечили основу для научного обобщения и формулировки **первого научного положения**.

Предложена процедура разработки геоинформационного обеспечения для обоснования перспектив освоения крупнейших месторождений нефти, основанная на систематизации и классификации нефтегазоносных провинций с применением комплексного анализа геолого-геофизических данных и выявлением закономерностей их пространственного распределения, обеспечивающая повышение эффективности изучения нефтяных месторождений.

ГЛАВА 3. ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОДААННЫХ В ЕДИНУЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННУЮ СРЕДУ

3.1 Архитектура и структура базы данных

База данных (БД) представляет собой компьютеризированную систему упорядоченного хранения взаимосвязанных записей, обеспечивающую многообразие операций по обработке данных. Пользователь может инициировать выполнение базовых операций: добавление новых структур данных, вставку, выборку, корректировку и удаление записей, а также модификацию или удаление файловых сущностей целиком [59]. Совокупность таких операций обеспечивает полнофункциональный жизненный цикл данных и является основой построения геоинформационных систем (ГИС).

В зависимости от назначения и способа реализации БД классифицируются по содержанию (например, научные), используемой модели данных, среде хранения (традиционные – с хранением на устройствах вторичной памяти), степени распределенности, способам доступа и др. [87]. База данных, создаваемая в рамках настоящего исследования, относится к классу научных, традиционных и централизованных. Начальным этапом ее разработки стало формирование оптимальной структуры, от которой зависят корректность обработки данных и возможности последующего расширения системы.

Структура базы данных – это организованная схема хранения и взаимосвязей между элементами данных внутри единой БД. Она определяет правила описания атрибутов, типов данных и взаимных отношений между объектами, формируя методологическую основу для выполнения операций хранения, поиска, классификации, аналитической обработки и визуализации информации. Корректно спроектированная структура базы данных снижает избыточность информации, оптимизирует выполнение запросов и обеспечивает необходимый уровень целостности данных, что имеет особое

значение при обработке разнородной и пространственно-распределенной геологической информации.

В общепринятой теории моделирования БД выделяются несколько базовых моделей: иерархическая, сетевая, реляционная, объектная и документальная [34]. Их сравнительная характеристика приведена в Таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Сравнительная характеристика базовых моделей БД

Модель БД	Структура хранения	Преимущества	Ограничения	Типичные области применения
Иерархическая	Дерево «родитель–потомок»	Высокая скорость доступа; структурная предсказуемость	Негибкая структура; невозможность моделировать множество связей	Файловые системы, ранние корпоративные БД
Сетевая	Графовая структура с множественными связями	Гибкость описания сложных отношений	Сложность навигации и администрирования	Управление ресурсами, инженерные БД
Реляционная	Таблицы, связанные ключами	Формальная структура; SQL; высокая целостность данных; аналитика	Необходимость строгой структуры; нормализация	Корпоративные системы, аналитические платформы, ГИС
Объектная	Объекты с методами и свойствами	Моделирование сложных сущностей; поддержка поведения объектов	Сложность администрирования; уменьшенная производительность при больших данных	Инженерные и научные системы
Документная (NoSQL)	Документы JSON/XML	Гибкая схема; масштабируемость; высокая скорость	Ограниченные транзакции; слабая целостность	Big Data, веб-приложения, хранение логов

Иерархическая структура: представляет собой древовидную структуру, основанную на жестких отношениях подчиненности типа «родитель–потомок». Каждый элемент имеет единственного родителя, что обеспечивает высокую скорость доступа, но ограничивает гибкость структуры. Классический пример – дерево каталогов файловой системы.

Сетевая структура: является развитием иерархической модели и допускает наличие у элемента нескольких родителей. Это обеспечивает большую выразительность и гибкость в моделировании сложных взаимосвязей, однако требует более сложного механизма навигации и управления ссылками.

Реляционная структура: наиболее распространенная модель хранения, в которой данные организованы в виде таблиц (отношений), связанных между собой первичными и внешними ключами. Она поддерживает декларативный доступ к данным посредством языка SQL и обеспечивает высокую степень логической независимости данных.

Объектная структура: используется преимущественно в объектно-ориентированных системах программирования, где данные представлены объектами с определенными свойствами и методами.

Документальная структура: применяется в NoSQL-решениях, где информация хранится в виде документов (например, JSON-файлов).

Стандартные задачи, необходимые для решения в рамках работы с БД, следующие: создание базы, поиск и запись данных в базу, корректировка данных, выборка данных из базы по запросам пользователя. Все данные задачи были решены в ходе работ с созданной БД. По используемой модели данных разработанная БД относится к реляционным, в которых информация организована в виде набора взаимосвязанных таблиц, состоящих из строк и столбцов [87].

Выбор реляционной модели обусловлен ее универсальностью, формальной строгостью и эффективной поддержкой аналитических операций. Одним из ключевых принципов организации данных в разработанной БД является построение логических взаимосвязей между элементами, что принципиально отличает БД от простого набора таблиц.

В результате применения системного подхода были выявлены и систематизированы основные признаки скоплений крупнейших месторождений нефти (Раздел 2.2) на основе интеграции геотектонических,

геофизических, литологических и иных материалов, что обеспечивает возможность комплексного анализа закономерностей формирования и пространственного распределения месторождений.

Неотъемлемыми элементами реляционной модели БД являются [34]:

- **Структурная часть:** данные в базе представляют собой набор отношений (таблиц);

- **Часть, отвечающая за целостность:** отношения должны удовлетворять определенным правилам целостности;

- **Часть, отвечающая за обработку данных:** реляционная модель поддерживает операции для работы с данными и манипулирования ими.

Кроме того, в рамках реляционной модели данных учитывалась методика нормализации, имеющая важное значение ввиду отсутствия данных по ряду важных характеристик (физико-химические свойства нефти, геология месторождения и т. д.), которые, безусловно, важны для исследования.

Нормализация – это методика упорядочивания структуры базы данных, направленная на сокращение логической избыточности и устранение дублирующейся информации без изменения физических параметров хранения и без ориентации на повышение или снижение производительности. Ее ключевое назначение заключается в обеспечении согласованности данных и предотвращении конфликтов между различными элементами информации. По мнению К. Дж. Дейта [59], нормализация должна приводить к созданию схемы БД, корректно отражающей объектную область и с возможностями ее расширения в будущем. Достигается это, как правило, разбиением исходных отношений на более простые и независимые таблицы, каждая из которых содержит только базовые факты [13].

Разработанная БД содержит перечень объектов одного типа – месторождений нефти, обладающих единым набором атрибутов. Такую БД можно формально представить в виде двумерной таблицы, где каждая строка соответствует отдельному объекту, а каждый столбец – определенному свойству. Строки таблицы представляют записи об объектах, при этом они

разделены на поля столбцами, что позволяет каждой записи быть набором значений, расположенных в полях. Столбец таблицы представляет собой поле, характеризующееся именем свойства и типом данных, которые содержат его значения. Каждая таблица включает хотя бы одно ключевое поле, значения которого уникальны для каждой записи.

Каждая запись базы данных представляет пространственный объект (месторождение нефти). Атрибутивная часть содержит его характеристики, а как минимум одно поле предназначено для хранения его геометрии (координаты точки или полигона). Таким образом, ядро представляет собой реляционную файловую БД со стандартным набором таблиц и типов полей, функционирующую под управлением программных средств более высокого уровня, в качестве которых используется среда NextGIS QGIS [65].

Многоуровневая организация данных.

Структура базы данных реализована в виде многоуровневой системы, включающей три уровня – 1.0, 2.0 и 3.0 (Рисунок 3.1.1) [200]:

- **Уровень 1.0** – российские и мировые месторождения с запасами >1000 млн т нефти (44 объекта) [112];
- **Уровень 2.0** – месторождения России с запасами 100–1000 млн т (36 объектов) [115];
- **Уровень 3.0** – месторождения России с запасами 30–100 млн т (18 объектов) [116].

Общее число объектов составляет 98 и включает в себя уникальные и крупные (согласно приложению Приказа Министерства природных ресурсов Российской Федерации [128]) месторождения нефти, поиск и ввод в эксплуатацию которых пришлось на 20 и 21 вв. Многоуровневая организация облегчает сравнительный анализ как внутри уровней, так и между ними [210]. Каждый объект БД – месторождение нефти – характеризуется уникальными и унифицированными параметрами (Рисунок 3.1.1). Значения полей, таких как «местоположение», «координаты», «идентификационный номер» и другие, являются уникальными для каждого объекта. Другие атрибуты, например,

«тип коллектора», «методы разведки», «технологии добычи» и пр. унифицированы для всех уровней. Это позволяет при необходимости классифицировать данные по группам для дальнейших аналитических исследований.

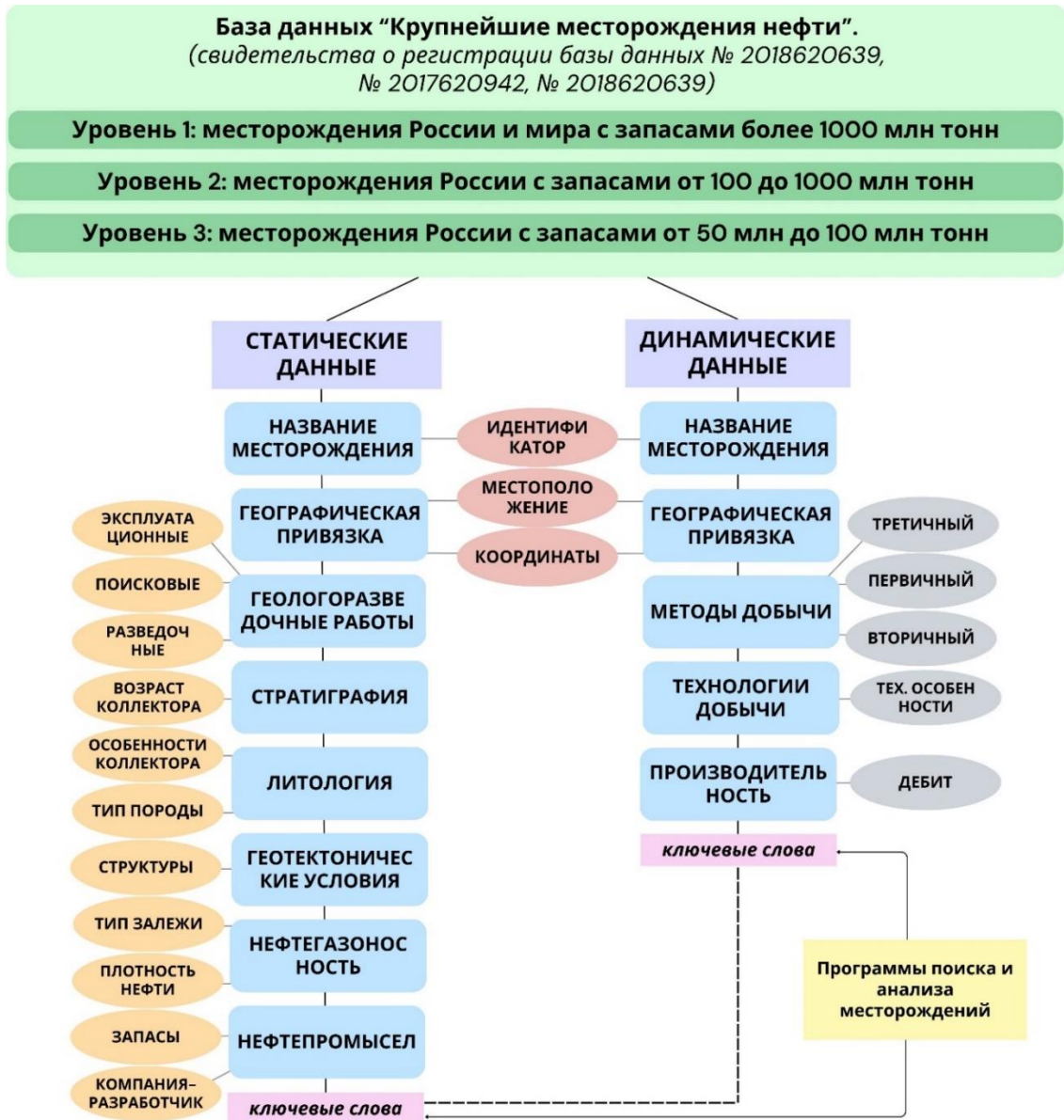


Рисунок 3.1.1 – Общая структура реляционной многоуровневой БД по крупнейшим месторождениям нефти с разными типами данных

Параметры динамического блока (методы добычи, технологии добычи, технологические особенности, дебит скважин и др.) изменяются во времени. Для объектов уровня 1.0 они представлены с годовым шагом, тогда как для

уровней 2.0 и 3.0 периодичность обновления данных варьируется в зависимости от доступности. В ряде случаев динамические характеристики представлены с интервалом 2–5 лет или более. В связи с этим временно изменяющаяся информация агрегирована в пределах отдельных атрибутов с шагом, наиболее репрезентативным для каждого месторождения.

Важным элементом структуры являются *сквозные параметры* – характеристики, обеспечивающие навигацию, идентификацию и возможность сопоставления объектов всех уровней. Это набор ключевых характеристик каждого месторождения, которые служат основными признаками для навигации по всем блокам и уровням базы данных (Рисунок 3.1.1), значительно облегчает обработку больших объемов разнородных данных как в числовом, так и текстовом формате.

Преимущества реляционной структуры БД.

Реляционная структура разработанной БД обладает рядом преимуществ, которые делают ее эффективным инструментом для хранения и управления данными:

- Простота: структура основана на таблицах, которые легко воспринимаются и отражают реальные объекты – месторождения нефти;
- Высокая степень нормализации: возможность разделения данных на связанные между собой таблицы (уровни 1.0, 2.0, 3.0) помогает избегать избыточности, обеспечивая при этом целостность информации;
- Масштабируемость и расширяемость: набор данных можно легко расширять за счет добавления новых таблиц или полей без нарушения существующих связей (это может быть следующий уровень 4.0, добавление новых типов ПИ и т. д.) и др.

В разработанной БД идентификация объектов и установление взаимосвязей между таблицами обеспечиваются посредством применения первичных и внешних ключей, а также сквозных атрибутов, формирующих логическую структуру данных и поддерживающих их целостность. Первичный ключ представляет собой уникальный идентификатор записи,

позволяющий однозначно определить объект в пределах соответствующей таблицы. В рассматриваемой структуре базы данных в качестве первичного ключа используется атрибут типа *ID (идентификатор)*, имеющий числовую природу и не допускающий повторения значений. Данный идентификатор присваивается каждому объекту при его создании и остается неизменным в течение всего жизненного цикла данных. Внешний ключ представляет собой атрибут, содержащий ссылку на первичный ключ другой таблицы, что обеспечивает реализацию межтабличных связей. В структуре базы данных внешний ключ *deposit ID* в таблицах динамических параметров ссылается на соответствующий первичный ключ в основной таблице месторождений.

Применение сквозных атрибутов обеспечивает возможность классификации, группировки и фильтрации данных, а также их использования в геоинформационной среде. Сквозные атрибуты являются логически значимыми параметрами, присутствующими в различных тематических таблицах и обеспечивающими согласованность классификационных операций. Они не выполняют роль ключей в строгом реляционном смысле, однако используются для обеспечения сопоставимости данных между уровнями базы [201].

К группе сквозных атрибутов относятся, в частности, следующие:

- географическое положение объекта (административный район, регион);
- характеристики коллектора;
- стратиграфическая принадлежность;
- технологические параметры разведки и разработки;
- геофизические и геохимические свойства.

3.2 Описание исходных данных и атрибутов

Для формирования верифицированной базы данных был проведен комплексный анализ более чем 600 открытых специализированных российских и зарубежных источников. Это справочники по нефтяным и

газовым месторождениям, тематические монографии, материалы профильных научных журналов и конференций, отраслевые энциклопедические издания, отчеты исследовательских центров, лабораторий и министерств, публикации нефтегазовых компаний, фондовые материалы, а также диссертационные исследования по проблемам нефтегазовой геологии и разработки. Дополнительным источником информации послужили открытые интернет-ресурсы, включая сайты нефтедобывающих компаний. Наиболее значимые публикации, использованные при составлении базы данных, представлены в списке литературы [20, 29, 31, 48, 68, 109, 119, 127, 129, 133–134, 138, 151, 159–160, 171–172, 175, 185–186, 193, 198–199, 211, 213–214, 218, 220, 224].

База данных снабжена систематизированными метаданными и библиографическим справочником. Они обеспечивают проверку подлинности сведений и оценку качества данных. Наличие такого справочника служит инструментом для последующего расширения и развития структуры БД.

Предварительная обработка совокупности верифицированных источников позволила сформировать перечень из 98 крупнейших мировых месторождений нефти (Приложение В), который послужил набором исходных данных для создания ГИС-проекта. На основании перечня для каждого из уровней БД (1.0, 2.0 и 3.0) были созданы атрибутивные таблицы, включающие два типа сведений: статические и динамические параметры. Рассмотрим их более подробно.

3.2.1 Статические данные

Статические данные представляют собой такой тип данных, которые характеризуют состояние объекта (месторождения нефти) в фиксированный момент времени и не изменяются в процессе дальнейшего промышленного освоения месторождения. Данные параметры формируются преимущественно на этапе геологоразведочных работ и служат основой для оценки ресурсного потенциала, планирования разработки и организации последующей эксплуатации нефтяного месторождения.

К статическим характеристикам относятся:

- *наименование месторождения;*
- *географические координаты (широта и долгота);*
- *физико-географическое положение;*
- *сведения о геологоразведочных работах;*
- *тип залежей;*
- *год открытия месторождения;*
- *год ввода в промышленную разработку;*
- *литологические и возрастные характеристики коллектора;*
- *плотность нефти;*
- *компания-разработчик;*
- *величина геологических запасов.*

Унификация наименований месторождений обеспечивает корректный поиск и сопоставимость информации в базе данных, исключает дублирование и снижает вероятность ошибок при обработке данных. Каждому объекту присваивается *уникальный идентификационный номер*, что обеспечивает однозначность его идентификации (Рисунок 3.2.1).

Географические координаты, представленные в полях «*Широта*» и «*Долгота*», указаны в градусах и их десятичных долях. Данные координаты используются для пространственной визуализации объектов в геоинформационных системах. Поскольку координаты не дают контекстной географической информации, в поле «*Местоположение*» приводится физико-географическая характеристика района, что обеспечивает более точную пространственную привязку объекта.

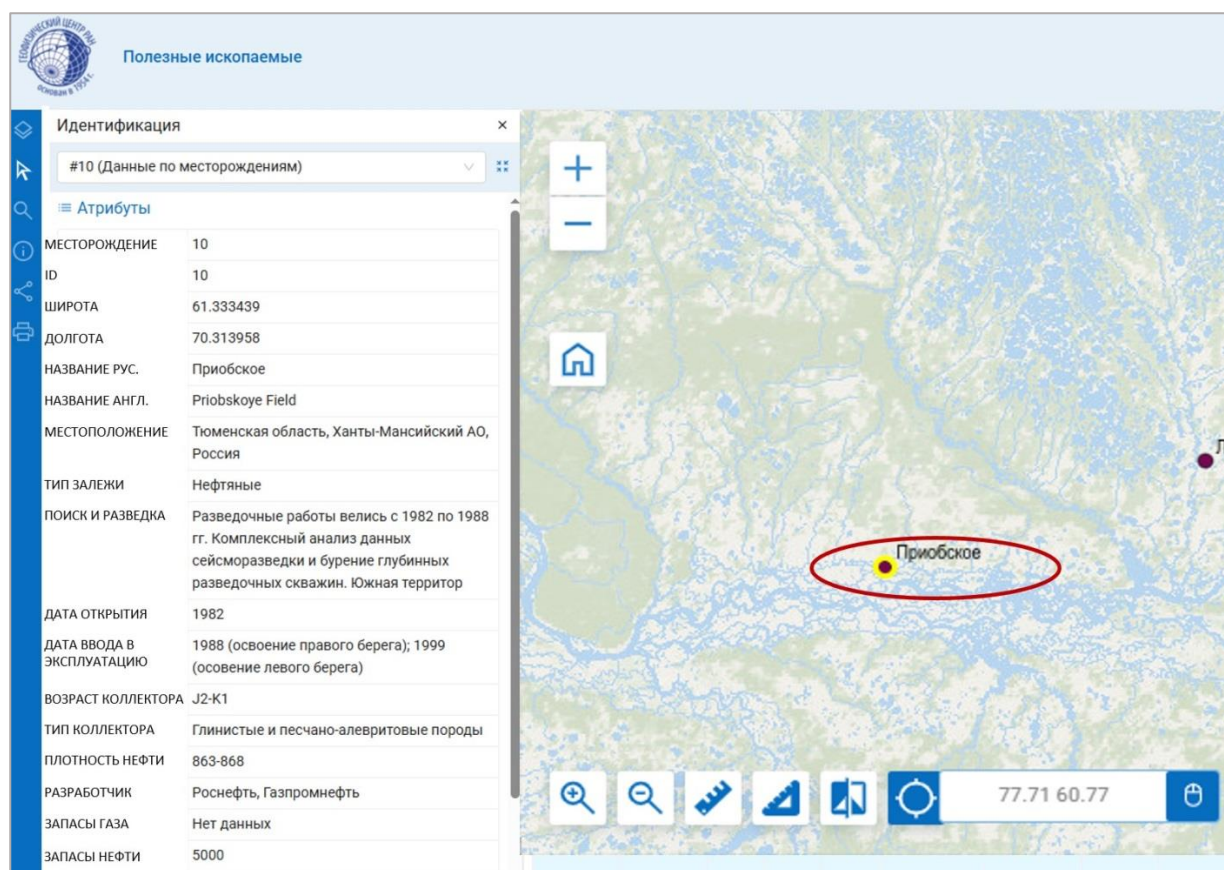


Рисунок 3.2.1 – Отображение статических данных на примере Приобского месторождения

Так как без использования специальных программ сами по себе координаты визуально недостаточно информативны, в следующей графе поля «Местоположение» приводится физико-географическое положение месторождения, дающее общее представление о географической привязке.

Поле «Классификация залежей» содержит сведения о фазовом составе углеводородов. По данному признаку залежи подразделяются на нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые, газовые и нефтегазоконденсатные [110].

В поле «Геологоразведочные работы» указываются использованные ранее методы поиска и разведки. При изучении месторождений нефти применяются технологически обоснованные комплексы геофизических, буровых и аналитических методов, соответствующие требованиям охраны недр и экологической безопасности. Традиционно геологоразведочные работы включают два основных этапа: поисковый и разведочный [4, 16].

Следующее поле атрибутивной таблицы – «*Дата открытия (год)*». Открытием месторождения считается установление промышленного значения скопления нефти в результате проведения поисковых и оценочных работ и получения в скважине притоков, позволяющих оценить необходимость дальнейшего проведения работ по изучению открытого месторождения.

Поле «*Дата начала добычи (год)*» является датой начала добычи нефти в промышленных масштабах. По результатам заполнения этих полей видно, что бóльшая часть крупнейших месторождений мира за изучаемый период были открыты и вводились в эксплуатацию во второй половине 20 века. К примеру, в СССР в первые несколько десятилетий послевоенного периода было открыто и разведано значительное количество крупнейших по своим запасам нефтяных месторождений, среди которых: Ромашкинское (Республика Татарстан, 1948 г.), Самотлорское, Лянторское, Уренгойское (Западная Сибирь, 1965 г., 1966 г., 1966 г. соответственно). Часто значительный перерыв между открытием месторождения и началом добычи обусловлен большим объемом и сложностью разведочных работ, необходимых для уточнения количества запасов.

Следующее важное поле атрибутивной таблицы – «*Информация о коллекторе*», т. е. о породах, вмещающих ПИ. К этому относятся литологические особенности коллектора: вещественный состав и возраст пород. Последний приводится согласно актуальной на текущий момент Международной стратиграфической (геохронологической) шкале (Рисунок 3.2.2), предоставляемой Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А. П. Карпинского (ВСЕГЕИ) [111].

Поле «*Плотность нефти*» содержит одну из важнейших характеристик нефти, отражающих ее качество с точки зрения промышленного сбыта и использования. Плотность нефти напрямую зависит от содержания в ней парафиновых углеводородов и смол [8]. Чем меньше их количество в сырой нефти (получаемой непосредственно из скважин без какой-либо обработки), тем легче нефть.

ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ (ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ) ШКАЛА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2024 г.)

Общая стратиграфическая (геохронологическая) шкала (Стратиграфический кодекс, 2019)		Общая стратиграфическая (геохронологическая) шкала (Стратиграфический кодекс, 2019)		Геохронологический возраст (млн. лет)			
Алгебра (Алрон)	Эпоха (Эон)	Эра (эра)	Отдел (эпоха), подотдел	Ярус (век), раздел			
Фанерозойская (фанерозойский)	Кайнозойская (кайнозойская)	Кайнозойская (кайнозойская) KZ	Плейстоцен (плейстоценовая) P	Неоплейстоцен Эоплейстоцен Гепсисий Палеоценовая N ₂ Верхний N ₂ Нижний N ₂ Верхний N ₁ Средний N ₁ Нижний N ₁	0.0117 0.781 -1.806 -2.58 -3.600 -5.330 -7.248 -11.63 -13.82 -15.98 -20.44 -23.03		
			Палеоген (палеогеновая) P	Верхний P ₂ Нижний P ₁ Верхний P ₁ Средний P ₁ Нижний P ₁	Хаттский Ретулский Палеоценовая P ₂ Палеоценовая P ₁ Лотеский Ирсский Тавельский Зеландский Датский	27.82 33.9 37.71 41.2 47.8 56.0 59.2 61.6 65.0	
			Меловая (меловая) K	Верхний (поздняя) K ₂	Массетский Кампанский Селтский Коньякский Туронский Сеноманский Альбский Аптский	72.1±0.2 83.6±0.2 86.3±0.5 89.8±0.3 93.9 100.5 -113.0	
			Юрская (юрский) J	Верхний (поздняя) J ₃ Средний (средняя) J ₂ Нижний (ранняя) J ₁	Кимериджский Оксфордский Копольдский Батский Байосский Ааленский Тюрский Паннонский Синемурский Гиттунский	149.2±0.7 164.8±0.8 161.5±1.0 165.3±1.1 168.2±1.2 170.3±0.8 174.7±0.8 184.2±0.3 192.5±0.3 198.5±0.3 201.4±0.2	
			Триасовая (триасовый) T	Верхний (поздняя) T ₃ Средний (средняя) T ₂ Нижний (ранняя) T ₁	Ратский Нефийский Карнийский Ладийский Анжлийский Опленский	-208.6 -227 -237 -242 -247.2 251.2	
			Пермская (пермский) P	Татарский (татарская) P ₂ Биярмийский (биярмийская) P ₂ Приуральский (приуральская) P ₁	Вятский Северодвинский Уржумский Камский Уфимский Кунгурский Артинский Самарский Асольский	251.902±0.024 254.51±0.2 264.28±1.5 266.9±0.4 273.0±0.14 283.5±0.6 290.1±0.26 293.5±0.17 298.5±0.15	
			Каньонголь-угольный (каньонголь-угольный) C	Верхний (поздняя) C ₃ Средний (средняя) C ₂ Нижний (ранняя) C ₁	Кемский Камский Московский Бажирский Среднеуральский Восточный Туркский Фамский	303.7±0.1 307.1±0.1 319.2±0.2 323.2±0.4 330.9±0.2 346.7±0.4 358.9±0.4 372.2±1.6	
			Девонская (девонский) D	Верхний (поздняя) D ₃ Средний (средняя) D ₂ Нижний (ранняя) D ₁	Жигитский Франский Эндрийский Эмский Падский Лохский	382.7±1.6 387.7±0.8 393.3±1.2 407.8±2.8 410.8±2.8 419.2±3.2	
			Силурийская (силурийский) S	Придольская (придольская) S ₁ Лудловская (лудловская) S ₂ Венлокский (венлокская) S ₃ Пландверийский (пландверийская) S ₄	Лудловский Горский Гомерский Шинтурский Теленский	423.0±2.3 425.6±0.9 427.4±0.5 430.5±0.7 433.4±0.8	
			Ордовичская (ордовичский) O	Верхний (поздняя) O ₃ Средний (средняя) O ₂ Нижний (ранняя) O ₁	Хирвантский Копийский Сандвийский Дарринский Датский Финский Транский	445.2±1.4 445.2±1.4 453.6±0.7 458.4±0.9 467.2±1.1 470.6±1.4 477.7±1.4 485.4±1.9	
			Камбрийская (камбрийский) C	Верхний (поздняя) C ₃ Средний (средняя) C ₂ Нижний (ранняя) C ₁	Бальбарийский Аксский Сивский Аксосский Майский Амский Тайский Ботомский Албарский Томский	-497 -504.5 509 535±1	
			Протерозойская (протерозойский) PR	Протерозойская (протерозойский) PR	Верхнерифейская PR ₃ Среднерифейская PR ₂ Нижнерифейская PR ₁ Верхнеархейская KR ₃ Нижнеархейская KR ₂	Верхний (поздняя) V ₁	555-570
						Нижний (ранняя) V ₁	600
							1030
							1350
							1650
			Архейская (архейский) AR	Архейская (архейский) AR	Верхнеархейская LP ₃ Среднеархейская LP ₂ Нижнеархейская LP ₁		2100
							2500
							2800
				3000			
				3200			

Геохронологический возраст указан по Глобальной шкале геологического времени на 2023/09 (International chronostratigraphic chart, URL: <https://stratigraphy.org/ICSChart/ChronostratChart2023-09.pdf>).

Возраст границ подразделений Общей стратиграфической шкалы, которые не совпадают с Международной стратиграфической шкалой, не указывается, за исключением возраста подразделений докембрия, частично кембрия и перми, приведенных по Стратиграфическому кодексу (2019).

(~) Приблизительный возраст границ ярусов, для которых не утвержден стратотип границы или нет рассчитанного геохронологического возраста.

Рисунок 3.2.2 – Стратиграфическая (геохронологическая) шкала [111]

Наиболее качественными и ценными являются именно легкие сорта сырой нефти, так как чем меньше плотность, тем легче процесс ее переработки и выше качество получаемых из нее нефтепродуктов. В разных странах существуют различные классификации и единицы измерения плотностных параметров нефти. В США она измеряется в градусах API (American Petroleum Institute) [174, 221]. В работе используется относительная плотность нефти, выраженная в г/см³, согласно классификации Министерства природных ресурсов и экологии РФ (Таблица 3.2.1) [128].

Таблица 3.2.1 – Относительная плотность нефти (классификация Министерства природных ресурсов и экологии РФ) [128]

Плотность нефти при 20° С, г/см ³	Типы нефти
до 0,830	Особо легкая
0,831-0,850	Легкая
0,851-0,870	Средняя
0,871-0,895	Тяжелая
более 0,895	Битуминозная

Следующее поле атрибутивной таблицы – «Разработчик месторождения». Как правило, это ведущие мировые компании и их дочерние предприятия в области добычи и переработки нефти. Среди них: Роснефть, Газпром, ТНК, British Petroleum, Saudi Aramco, Total и др. Нередко работы на месторождении проводятся несколькими компаниями-партнерами, которые разрабатывают различные эксплуатационные участки, либо разделяют комплекс работ согласно принятой стратегии.

В этом случае в поле «Разработчик месторождения» указываются обе или несколько компаний. Поле «Запасы» включает данные о геологических запасах нефти, газа и сопутствующих компонентах, подтвержденных результатами бурения и пробной эксплуатации. Информация о запасах

приведена в ежегодных международных статистических обзорах мировой энергетики [25, 181].

3.2.2 Динамические данные

К *динамическим данным* относятся данные, которые характеризуют изменение состояния отдельных характеристик объекта (месторождения) во времени и позволяют отслеживать и анализировать изменение параметров и выявлять тенденции и закономерности.

К ним относятся:

- *методы добычи;*
- *технологии добычи;*
- *технологические особенности;*
- *дебит скважин;*
- *дополнительная информация.*

Изменения динамических параметров приведены с интервалом в 1 год при этом статические параметры остаются неизменными. Таким образом, каждому отдельному месторождению ставится во взаимно-однозначное соответствие прямоугольная матрица, где элемент матрицы отвечает значению того или иного параметра в установленный период времени. По столбцам этой матрицы располагаются года от 1901 до 2000, а по строкам – значения перечисленных выше четырех динамических параметров этих месторождений. Пример организации матрицы схематически представлен на Рисунке 3.2.3.

Исторически *методы и технологии добычи углеводородов*, в частности нефти, подразделяются на три типа в зависимости от пластового давления и способов его поддержания [54]. Такая классификация является общепринятой в мировой нефтяной промышленности и представлена в классических учебниках отечественных исследователей [7, 33, 86, 158]. Остановимся на каждом из трех типов методов.

	S1	Sn	D1	Dn
1901	0	0	0	0
...	0	0	0	0
...	0	0	0	0
1928	1	5	1	210
...	1	5
...	1	5
2000	1	5	10	346

Рисунок 3.2.3 – Пример прямоугольной матрицы отдельного месторождения, где S_1-S_n – статические параметры, D_1-D_n – динамические параметры. Красным цветом выделена область ненулевых значений

Первичный метод

Нефть поступает из пласта под действием естественных сил, поддерживающих высокое давление внутри пласта. Если давление в пласте не является достаточным для того, чтобы нефть поднялась на поверхность по пробуренному стволу скважины, оказывается необходимым применение специальных насосов и качалок. Как правило, большинство УВ на ранних стадиях эксплуатации месторождения добываются именно первичным методом, т. к. выход флюида происходит за счет разности давления в продуктивном пласте и давления на устье скважины [7, 158].

По результатам проведенного аналитического обзора, было установлено, что добыча УВ на большинстве крупнейших месторождений Саудовской Аравии в 40–60-е гг. прошлого столетия проводилась именно первичным методом. Среди таких месторождений: Катиф, Гавар, Берри и др.

Вторичный метод

После снижения природного пластового давления применяется вторичный метод, основанный на подаче в пласт внешней энергии – закачке воды, природного или попутного газа. Водонагнетание повышает

обводненность нефти, что требует дальнейшего разделения воды и нефти, однако вторичный метод остается широко распространенным, занимая промежуточную позицию между малозатратным первичным и более дорогими третичными методами [141, 158].

Третичный метод

Метод повышения нефтеотдачи, основанный как на искусственном поддержании энергии пласта, так и на искусственном изменении физико-химических свойств нефти. Использование этого метода позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи месторождения на 30–60%, в то время как первыми двумя методами извлекается максимум 40% продукта.

Разнообразие технологических особенностей данного метода очень велико, что затрудняет их классификацию. По типу способов воздействия на нефть и на пласт, а также по типу рабочих агентов можно привести следующую условную классификацию третичных методов [139]:

- тепловые (закачка горячей воды, пара);
- газовые (закачка CO₂, углеводородных газов);
- физические (вибровоздействие, плазменно-импульсные методы);
- химические (закачка реагентов);
- гидродинамические (внутриконтурное и законтурное заводнение, гидроразрыв пласта);
- комбинированные;
- физико-химические и др.

Третичные методы являются наиболее затратными по времени и стоимости [50]. Использование данных технологий целесообразно только при обеспечении экономической эффективности добычи, которая определяется как затратами на применяемые методы, так и текущими мировыми ценами на нефть [141].

Технологические особенности добычи, отражающиеся в следующем поле таблицы, включают в себя характеристики комплекса работ при добыче с использованием специального оборудования. Как правило, технологические

особенности индивидуальны для каждого рассматриваемого месторождения и зависят от множества факторов [21]. Среди них: свойства нефти, свойства коллекторов, особенности залежей и др.

Следующий параметр, динамично изменяющийся во времени (с интервалом в 1 год) по мере разработки месторождения, – это промышленный приток, или «*дебит*» нефти и/или газа из скважины, при котором разработка залежи (скважины) на данном этапе считается рентабельной [158]. Единицы измерения в данном случае – млн т и млрд м³ для нефти и газа соответственно.

В процессе выполнения работ архитектура базы данных подвергалась поэтапной доработке и оптимизации. В частности, в модуль статических данных были добавлены новые атрибуты, такие как поля «*дополнительная информация*» и «*ключевые слова*».

Поле «*дополнительная информация*» включает в себя любые сопутствующие сведения, относящиеся к конкретному месторождению. В него могут входить данные о технологических и природных ограничениях освоения, экологических последствиях разработки, а также экономические и социальные показатели территории и прочие. В это поле вносится информация, способная расширить и углубить аналитическую оценку как отдельного региона, так и ресурсной базы страны в целом.

Поле «*ключевые слова*» выполняет важную функцию при работе с крупными массивами разнородных данных, обеспечивая более эффективную систематизацию и последующую обработку информации.

Пример отображения динамической информации о месторождениях в среде NextGIS QGIS приведен на Рисунке 3.2.4.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ЦЕНТР РАН
ОСНОВАН В 1954 г.

Полезные ископаемые

Идентификация
#32 (1999 год)

Атрибуты

МЕСТОРОЖДЕНИЕ	32
ГОД ИССЛЕДОВАНИЯ	1999
ID	12
ШИРОТА	61.117
ДОЛГОТА	76.75
НАЗВАНИЕ РУС.	Самотлорское
НАЗВАНИЕ АНГЛ.	Samotlor Field
МЕТОДЫ ДОБЫЧИ	Третичный
ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ	Гидроразрыв пласта
ТЕХ. ОСОБЕННОСТИ	Выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин
ДЕБИТ ГАЗА	1,2
ДЕБИТ НЕФТИ	16
ДЕБИТ ГАЗОКОНДЕНСАТА	Нет данных

Геометрия

Тип геометрии	Точка
Охват (xMin)	76,75
Охват (yMin)	61,12
Охват (xMax)	76,75
Охват (yMax)	61,12

Рисунок 3.2.4 – Отображение динамической информации на примере
Самотлорского месторождения

Таким образом, разделение данных о месторождении на статические и динамические является целесообразным и представляет собой методологически важный шаг для многоаспектной оценки потенциала нефтегазовых объектов. Статические данные формируют базовое представление о геологических, геофизических и технологических характеристиках месторождения, задают исходный контекст и определяют рамочные условия его освоения. Динамические данные, в свою очередь, позволяют проследивать эволюцию этих характеристик во времени, своевременно фиксировать изменения в параметрах разработки и выявлять долгосрочные тренды и аномалии.

3.3 Разработка ГИС-проекта

Одним из наиболее распространенных и свободно распространяемых ГИС-инструментов, полностью удовлетворяющих требованиям данного исследования, является платформа NextGIS QGIS [65]. Это семейство программных продуктов российской компании NextGIS, занимающей лидирующие позиции на рынке геоинформационных систем. Платформа обеспечивает работу с большими объемами пространственных данных и их наглядное картографическое отображение. В ней возможно создание и редактирование карт практически любых масштабов – от планов отдельных участков до глобальных карт мира.

Среди главных преимуществ NextGIS QGIS:

- доступность: не требует приобретения лицензии, имеет открытый программный код, что обеспечивает широкую доступность и возможности модифицирования;
- простота использования: удобный и интуитивно понятный пользовательский интерфейс;
- кроссплатформенность: совместим с Windows, Linux, MacOS и другими операционными системами;
- гибкость и расширяемость: возможность установки плагинов для расширения функционала, поддержка скриптов на Python;
- интеграция с другими системами: возможность работы с базами данных, веб-сервисами и облачными платформами;
- обучающие материалы: множество руководств, видеоуроков, документации и пр.

NextGIS QGIS является центральным приложением пакета программ NextGIS [65]. Оно применяется для создания, редактирования и оформления наборов геоданных, в процессе которых можно задавать условные обозначения (легенду) слоя, формировать подписи объектов и т. д. Среди списка типичных задач, решаемых посредством NextGIS QGIS: обработка и

визуализация карт, пространственная привязка и векторизация растров, геопространственный и статистический анализ наборов данных с применением инструментов геообработки, подготовка макетов карт для печати. NextGIS QGIS также обладает возможностями для разработки собственных программных модулей внутри системы.

Представленные в разработанной БД данные по крупнейшим месторождениям были оформлены в виде атрибутивных таблиц БД созданного ГИС-проекта в среде NextGIS [65]. При этом поля динамических параметров определяются матрицей, показанной на Рисунке 3.2.3.

Использование геоинформационной системы NextGIS QGIS для создания ГИС-проекта в целях визуализации созданной БД позволило представить все объекты – крупнейшие месторождения нефти – в виде единой карты с возможностью выбора различных карт-подложек (базовых карт), а также обеспечить пользователю возможность проведения анализа данных с помощью пространственных алгоритмических инструментов. Пример страницы ГИС-проекта показан на Рисунке 3.3.1. Для обработки и сортировки данных по крупнейшим месторождениям согласно требуемым параметрам применялись встроенные методы пакета программного обеспечения NextGIS QGIS, представленные в панели инструментов.

В меню системы инструменты сгруппированы по типу данных (векторные или растровые) и типу операций (анализ, выборка, создание и др.). Например, анализ векторных данных включает статистику полей, кластеризацию методом *k-means*, анализ ближайших соседей. Блок «Вектор – Геометрия» предоставляет инструменты построения буферов, оболочек, модификации вершин объектов. Модуль «Графики и диаграммы» позволяет формировать гистограммы и диаграммы различных типов.

Особое значение имеет набор инструментов *GDAL (Geospatial Data Abstraction Library)* – открытой библиотеки для работы с многочисленными форматами растровых и векторных данных (GeoTIFF, Shapefile, KML и др.) [64]. GDAL обеспечивает конвертацию, трансформацию и аналитическую

обработку данных и широко используется в ГИС, картографии и дистанционном зондировании. Ее ключевыми компонентами являются GDAL (для растров) и OGR (для векторных данных).

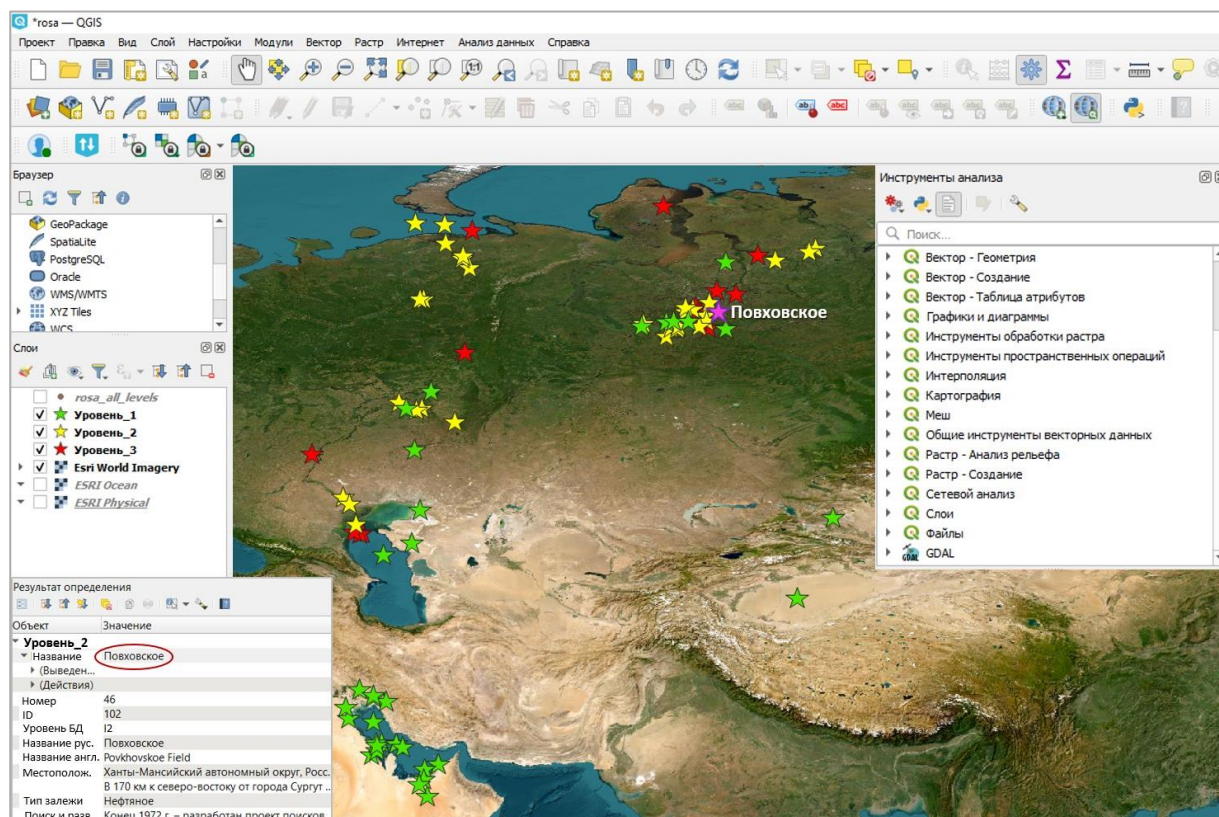


Рисунок 3.3.1 – Страница ГИС-проекта в среде NextGIS QGIS на примере Повховского месторождения

Таким образом, разработанный ГИС-проект (Рисунок 3.3.2) по крупнейшим месторождениям нефти обеспечивает [113–114]:

- **выявление закономерностей и пространственных взаимосвязей** – картографическая форма отображения способствует обнаружению трендов и аномалий, незаметных в табличных форматах;
- **расширение аналитического потенциала** – визуализация ускоряет процесс обработки данных и повышает точность принимаемых решений;
- **повышение наглядности данных** – визуальное представление пространственной информации значительно облегчает интерпретацию;

- **интеграцию разнотипных данных** – текстовых, числовых, графических в единой аналитической среде.

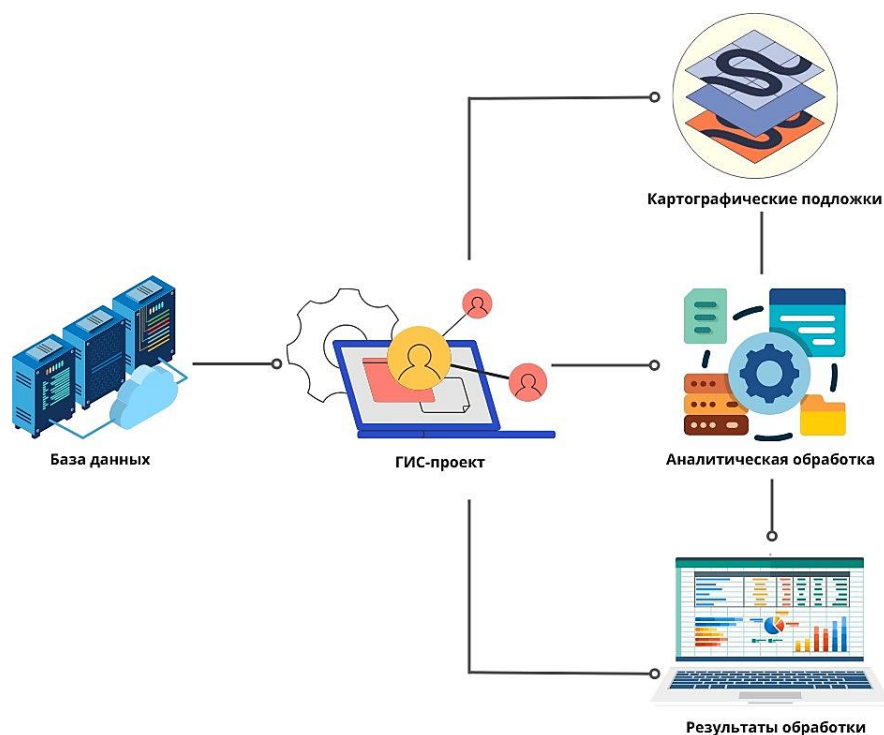


Рисунок 3.3.2 – Схема функционирования геоинформационного обеспечения БД – ГИС-проект

В производственной сфере ГИС-проект может применяться для:

- анализа текущей и перспективной добычи и оптимизации разработки;
- экологического мониторинга и минимизации рисков в чувствительных территориях [74];
- планирования инфраструктуры (транспортные сети, трубопроводы, энергообъекты);
- образовательных и научных задач при изучении геологических особенностей и моделировании процессов добычи.

Все это способствует повышению эффективности принятия решений и оптимизации затрат, снижает издержки и способствует более устойчивому развитию нефтегазовой отрасли.

Разработанное в результате выполнения диссертационной работы геоинформационное обеспечение, включающее БД крупнейших месторождений нефти России и мира и ГИС-проект, нашло практическое применение при выполнении договора № 3880623/0240СПД от 25 марта 2024 г. с АО «ИГиРГИ» по геомагнитному сопровождению наклонно-направленного бурения при добыче углеводородного сырья с целью исследования и анализа применимости существующих моделей расчета геомагнитного поля и разработки рекомендаций по их внедрению в производственную деятельность для территории Западной Сибири. Геологические данные были использованы на этапе планирования и сопровождения процесса моделирования для детализации строения геологического разреза и свойств пород, а также уточнения геодинамических особенностей территории, что позволило минимизировать геологические риски и обеспечить точное размещение стволов скважин.

3.4 Формирование сводного рейтинга перспективности освоения, эксплуатации и развития нефтегазоносных провинций

Современные условия развития нефтегазовой промышленности, характеризующиеся усилением конкуренции на внутреннем и внешнем рынках, определяют необходимость обоснованного выбора стратегий освоения и развития ресурсной базы, предусматривающих рациональную очередность вовлечения месторождений в разработку и оптимизацию размещения производственной инфраструктуры. *Важнейшим фактором поддержания конкурентных позиций нефтегазового комплекса является повышение технико-экономической эффективности разведки и эксплуатации месторождений*, что требует применения интегрированных методов анализа пространственно распределенных геоданных.

Настоящий раздел посвящен апробации разработанного научно-методического обеспечения с учетом систематизации и классификации

крупнейших нефтяных месторождений и созданного ГИС-проекта для обоснования решений в сфере стратегического планирования освоения и эксплуатации нефтегазоносных провинций. Цель – сформировать единое критериальное пространство для сравнения НГП. В основу положен геоинформационный подход к расчету интегральной оценки территориально распределенных месторождений с последующим формированием сводного рейтинга их перспективности.

Выявление перспективных территорий для разведки месторождений в пределах НГП представляет собой многокритериальную задачу, которая решается в условиях высокой неопределенности геологической информации. В этой связи особое значение приобретает формализация знаний с их последующей интеграцией в ГИС, что уменьшает влияние субъективных факторов. Для этого используется экспертный подход к определению отдельных составляющих интегральной оценки, в частности, функций полезности частных показателей-критериев, участвующих в пространственном ранжировании крупнейших месторождений. При этом основополагающим является сопоставление технологичности освоения нефтегазовых запасов с объемом капитальных затрат на разведку и освоение месторождений в рамках использования показателя $CAPEX_{rel}$ [24, 62, 94].

$CAPEX_{rel}$ равен отношению объема капитальных затрат на геологоразведочные и инфраструктурные мероприятия к базовому показателю, отражающему масштаб освоения НГП (ресурсный потенциал, прогнозный объем добычи, площадь лицензируемой территории либо экономический результат).

$$CAPEX_{rel} = CAPEX_i / B_i, \quad (3.1)$$

где $CAPEX_i$ – совокупные капитальные затраты i -й НГП за некоторый период;
 B_i – базовый показатель масштаба освоения i -й провинции, куда входят

извлекаемые ресурсы, прогнозная добыча, площадь, дисконтированный экономический эффект и др.

Использование данного показателя связано с отсутствием возможности привлечения к интегральной оценке показателей экономической информации ввиду их конфиденциальности в рамках правового поля государства и частных компаний. В этом случае данный показатель широко используется в качестве пространственно-нормированного критерия для сравнительного анализа стратегий развития НГП, т. к. позволяет включить в оценку экономическую составляющую без использования прямых стоимостных показателей, что важно в целях решения задач диссертации при отсутствии открытых данных капитальных затрат на разведку и освоение нефтяных месторождений.

3.4.1 Методологический подход к интегральной оценке

Для реализации предложенного оценочного инструментария применена методика многокритериального принятия решений, предусматривающая формализацию экспертных суждений, отдельные составляющие квалиметрии и теорию принятия сложных решений [1, 2, 30].

Оптимальная область решений (I_k) формируется на основе критериев, значимость которых может интерпретироваться по-разному, что обуславливает наличие альтернативных, в т. ч. противоречивых, вариантов ранжирования (Рисунок 3.4.1): $I_k = f(\text{параметры решения})$, $k = 1, 2, 3, \dots$

Принятие решений часто происходит в условиях так называемой «конфликтной ситуации», когда экстремальные значения отдельных индикаторов не позволяют однозначно интерпретировать параметры решения, что предполагает наличие «области компромиссов». Для оценки используются показатели I_1, I_2, I_3 из множества $\{I_n\}$. На их основе затем проходит процедура выбора решений N_1, N_2, N_3 из множества $\{N_{Ii}\}$ и формируются подмножества альтернатив NI_1, NI_2, NI_3 .

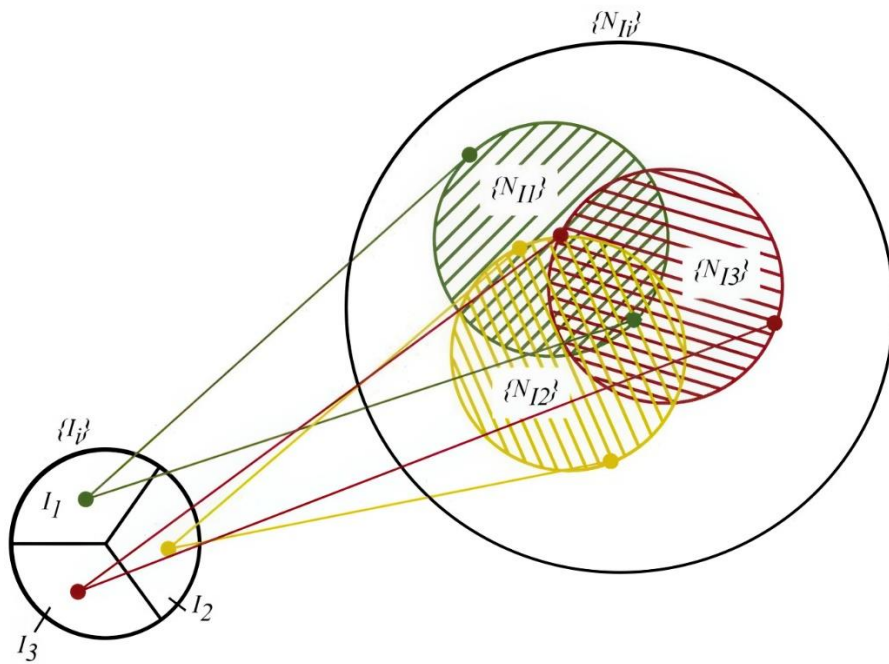


Рисунок 3.4.1 – Выделение области условно оптимальных решений с использованием трех критериев

Обозначим через P область принятия решений, формируемую пересечением подмножеств:

$$P = NI_1 \cap NI_2 \cap NI_3 \quad (3.2)$$

Очевидно, что любое решение из множества P удовлетворяет всем установленным критериям. Так как отдельные критерии имеют различную степень значимости ($I_1 > I_2 > I_3$), оценка решений проводится с учетом их весовых коэффициентов. Расширение допустимой области по менее значимым критериям позволяет сформировать зону, в которой сохраняется оптимальность по I_1 и достигается приближенная оптимальность по I_2 и I_3 (Рисунок 3.4.2).

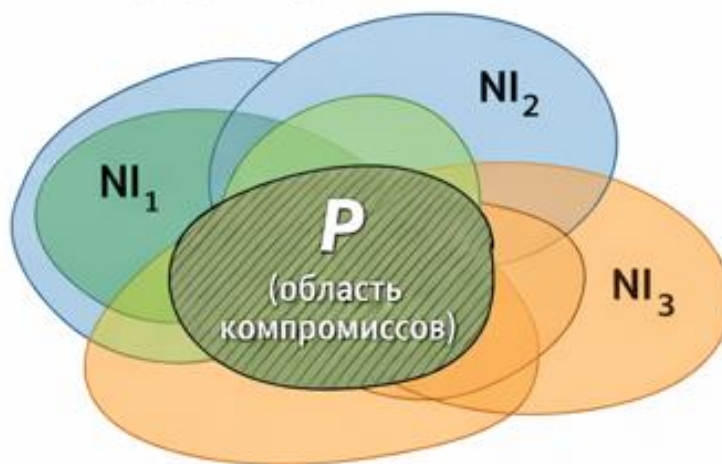


Рисунок 3.4.2 – Зона компромиссных решений с учетом различной значимости критериев

Для интегральной оценки эффективности НГП используются модели полной эффективности (МПЭ) являющиеся функцией совокупности разнородных показателей, характеризующих ресурсный потенциал, условия освоения, экономические результаты и устойчивость развития, приведенных к сопоставимому виду и агрегированных в единый показатель. МПЭ используются для: ранжирования нефтегазоносных провинций; обоснования приоритетов разведки и освоения; оценки инвестиционной привлекательности; формирования стратегий устойчивого развития.

Модели полной эффективности:

1. Двухкомпонентная модель

Полная эффективность определяется как сумма двух компонентов:

$$S_{эф.полн.} = S_{эф.1} + S_{эф.2} \quad (3.3)$$

При этом первый компонент эффективности значительно уступает второму и носит второстепенный характер:

$$S_{эф.1} \ll S_{эф.2} \quad (3.4)$$

Если принять $S_{эф.1} \sim I_1$, $S_{эф.2} \sim I_2$, то общая эффективность определяется преимущественно второй составляющей $S_{эф.полн} \approx S_{эф.2} \sim I_2$

2. Многокомпонентная модель

Для более сложных объектов полная эффективность включает m составляющих:

$$S_{эф.полн.} = \{S_{эф.i}\}, i = 1, 2, \dots, m \quad (3.5)$$

При этом каждая составляющая может быть значительно меньше остальных, тогда полную эффективность можно выразить через:

$$S_{эф.полн.} \approx f(\{I_{i}\}), i = 1, 2, \dots, m \quad (3.6)$$

Если показатели частично независимы, их можно сопоставить по отдельности:

$$S_{эф.} \sim I_i, i=1, 2, \dots, m \quad (3.7)$$

Полная эффективность при этом не превышает суммы частичных показателей:

$$S_{эф.полн.} \leq \sum_{i=1}^m S_{эф.i} \approx \sum_{i=1}^m I_i \quad (3.8)$$

Интегральная оценка эффективности

Для сложных объектов используется интегральная оценка, которая объединяет единичные показатели в один сводный (Рисунок 3.4.3):

$$S_{эф.полн.} = f_{инт.}(\{I_i\}), i = 1, 2, \dots, m \quad (3.10)$$

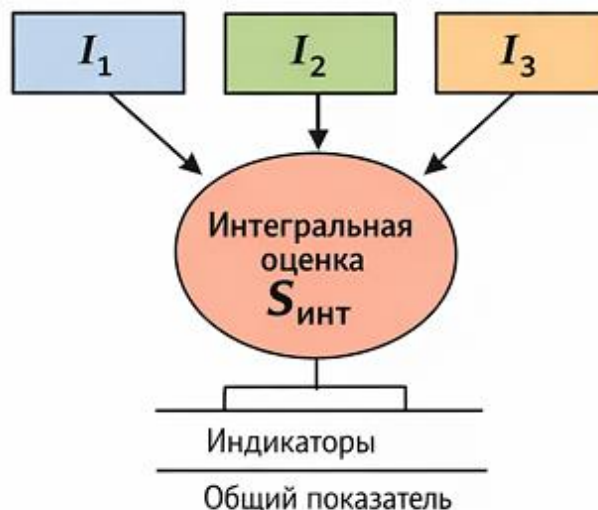


Рисунок 3.4.3 – Интегральная оценка эффективности НГП

Таким образом интегральный показатель объединяет все необходимые компоненты оценки и служит основанием для стратегических решений с учетом ресурсного потенциала и инновационной составляющей.

Формирование целевой функции интегральных функционалов предусматривает наличие условного гипотетического объекта сравнения (оценочного эталона), параметризацию и нормализацию показателей, входящих в состав оценочной матрицы для нивелирования их размерности, что предусматривает их перевод в относительную форму и выбор функции свертки. Данная процедура реализуется с использованием методических основ «нормы вектора».

3.4.2 Последовательность анализа интегральных показателей и $CAPEX_{rel}$, разработка алгоритма принятия решений по развитию НГП

После расчета интегральных показателей формируется структурируемый массив данных, требующий упорядоченного анализа. Структурированная последовательность интерпретации результатов является необходимым условием обоснованного принятия стратегических решений в области разведки, эксплуатации и развития НГП, а также распределения

инвестиционных ресурсов. Месторождение НГП, которому соответствует интегральный показатель с наименьшим значением, считается наиболее перспективным, его освоение должно быть первоочередным. Вместе с тем, месторождение НГП, характеризующееся наибольшим значением интегрального показателя, считается наименее технологичным по условиям освоения и разработки.

Практика стратегического планирования показывает, что определенные сочетания значений интегральных показателей и $CAPEX_{rel}$ однозначно соответствуют направлениям развития НГП. Они формируют типовые сценарии принятия решений, отражающие общепринятые представления о рациональной очередности освоения, допустимых уровнях инвестиционных затрат и технологической реализуемости проектов.

Для формализации процесса выбора стратегий освоения, эксплуатации и развития НГП все возможные решения целесообразно представить в виде трехмерного пространства, реализованного в форме условного «куба стратегий». Вершины и элементы куба соответствуют различным сочетаниям интегральных показателей технологичности условий освоения, значения $CAPEX_{rel}$ и геоинформационного приоритета НГП (Рисунок 3.4.4). В соответствии с методом «нормы вектора» для каждой нефтегазоносной провинции вычисляются три координаты, характеризующие ее положение в заданном многомерном пространстве. Тем самым формируется упорядоченная система взаимосвязей между интегральными критериями и показателем $CAPEX_{rel}$, на основе которой осуществляется выбор соответствующей стратегии развития.

Реализация мероприятий в рамках выбранной стратегии либо обеспечивает сохранение текущего уровня эффективности освоения НГП, либо создает предпосылки для его повышения за счет технологических, организационных и инвестиционных решений. В результате позиционирования всех рассматриваемых НГП формируются укрупненные подгруппы, характеризующиеся сходными условиями освоения и инвестиционной привлекательностью.

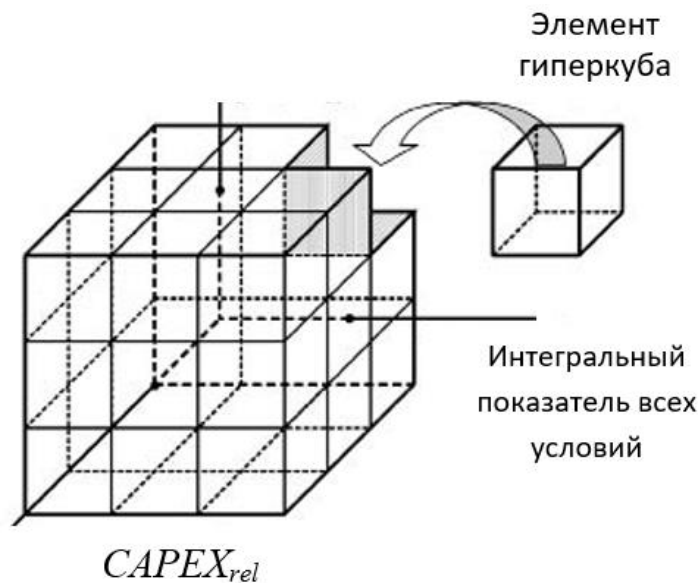


Рисунок 3.4.4 – Куб соотношений интегральных показателей технологичности условий освоения запасов нефтегазовых месторождений с учетом показателя $CAPEX_{rel}$ для выявления геоинформационного приоритета НГП

Подгруппа 1а характеризуется минимальными значениями интегральных показателей технологичности освоения запасов $CAPEX_{rel}$. Для таких НГП технологичность условий и надежность ресурсного потенциала являются сравнительно высокими. В этих условиях не требуется привлечение масштабных инвестиционных ресурсов, а приоритет следует отдавать совершенствованию технических и технологических процессов и формированию эффективной организационно-управленческой структуры. НГП данной подгруппы рекомендуется вовлекать в освоение в первоочередном порядке.

Подгруппа 1б характеризуется низким качеством условий освоения и высокими значениями $CAPEX_{rel}$. Вовлечение таких НГП в разработку требует значительных капитальных затрат, основная часть которых направляется на компенсацию негативных природно-геологических факторов. Реализация проектов освоения является экономически нецелесообразной.

Подгруппа 1в включает НГП со средними значениями интегральных показателей и $CAPEX_{rel}$. Они рассматриваются как резерв для повышения эффективности за счет внедрения современных технических решений. Несмотря на отсутствие высокой перспективности, они обладают средним, паритетным уровнем инвестиционной привлекательности и могут рассматриваться в качестве объектов развития в среднесрочной перспективе.

Все это позволяет достаточно объективно выделить и распределить НГП по подгруппам и в конечном итоге, позволяет выделить те, которые способны обеспечить максимальную и скорую отдачу вложенных инвестиций с наименьшим инвестиционным риском.

3.4.3 Рейтинговая оценка месторождений крупнейших НГП по ключевым характеристикам

В соответствии с данной методологией была выполнена рейтинговая оценка ряда месторождений крупнейших НГП по их ключевым характеристикам. В Таблице 3.4.1 приведен результат этой оценки. В последнем столбце был использован относительный, безразмерный показатель $CAPEX_{rel}$, который отражает капиталоемкость условий освоения, а не абсолютные значения:

$$CAPEX_{rel} = (D_{norm} + \rho_{norm}) / 2, \quad (3.11)$$

где D_{norm} – нормированная глубина залегания, м; ρ_{norm} – нормированная плотность нефти, кг/м³.

По сути, $CAPEX_{rel}$ является числом в диапазоне от 0 до 100, как и интегральный индекс пригодности (I). В Таблице 3.4.1 продемонстрированы главные различия между основными НГП, которые могут служить основой для сравнительного анализа эффективности освоения крупнейших месторождений мира.

Анализ интегрального индекса пригодности (I) и относительного показателя капиталоемкости $CAPEX_{rel}$ показывает, что наиболее высокие рейтинговые оценки характерны для нефтяных месторождений с благоприятным сочетанием фильтрационно-емкостных свойств, умеренных глубин залегания и легкой нефти, тогда как объекты со сложными геологическими условиями и значительной глубиной залегания характеризуются повышенной капиталоемкостью разработки.

На верхних позициях рейтинга оказались крупнейшие и технологически развитые месторождения, такие как *Гавар*, *Тенгиз* и *Прудхо-Бэй*. Высокая суммарная оценка этих объектов объясняется сочетанием благоприятных геологических характеристик (высокая пористость и проницаемость, умеренная вязкость нефти), крупных площадей залежей и развитой инфраструктуры, обеспечивающей эффективное извлечение углеводородов.

Российские месторождения Западной Сибири и Волго-Уральской провинции (*Самотлор*, *Приобское*, *Ромашкинское*) занимают средние позиции по интегральной оценке. Несмотря на менее благоприятные коллекторские свойства и местами более высокую вязкость нефти, развитая сеть скважин и применяемые методы поддержания пластового давления позволяют обеспечить стабильную добычу и поддерживают конкурентоспособность этих месторождений.

Морские объекты, в т. ч. арктического региона, включая месторождения *Алтайн*, *Купарук-Ривер*, *Сафания*, характеризуются сложными климатическими условиями, экстремальными температурами и ограниченным строительным сезоном, что снижает их интегральную оценку. Тем не менее хорошие геолого-физические свойства коллекторов частично компенсируют технологические ограничения.

Сверхтяжелые нефти Венесуэлы и месторождение Бояки получили наименьшие интегральные оценки из-за аномально высокой вязкости углеводородов, ограниченной извлекаемости и необходимости применения термических методов добычи и апгрейдинга. Эти факторы существенно

повышают капитальные и эксплуатационные затраты, снижая экономическую привлекательность разработки.

Сопоставление индекса пригодности I и показателя $CAPEX_{rel}$ показало, что высокая ресурсная обеспеченность и благоприятные геологические условия не всегда сопровождаются низкой капиталоемкостью разработки. Так, ряд месторождений с высокими значениями I (например, глубокозалегающие карбонатные залежи Казахстана и Китая) характеризуется повышенными значениями $CAPEX_{rel}$, что указывает на необходимость применения сложных технологических решений и значительных капитальных вложений. В то же время классические крупные месторождения Западной Сибири и Волго-Уральской провинции демонстрируют более сбалансированное соотношение интегральной пригодности и относительных затрат.

Полученные результаты подтверждают, что *масштаб запасов и высокие геологические показатели сами по себе не гарантируют инвестиционной привлекательности объекта*, а оценка эффективности освоения должна опираться на комплексный анализ, включающий геологические, технологические и экономические факторы. Таблица 3.4.1 наглядно иллюстрирует данное положение, позволяя выявить группы нефтяных месторождений с оптимальным сочетанием условий разработки и капиталоемкости.

На Рисунке 3.4.5 представлено ранжирование нефтегазоносных провинций по параметру $CAPEX_{rel}$ и соответствующих им крупнейших месторождений. Минимальные значения $CAPEX_{rel}$ характерны для Волго-Уральской, Сахарской и провинции Персидского залива, что свидетельствует о высокой инвестиционной привлекательности данных регионов и целесообразности их первоочередного вовлечения в разработку.

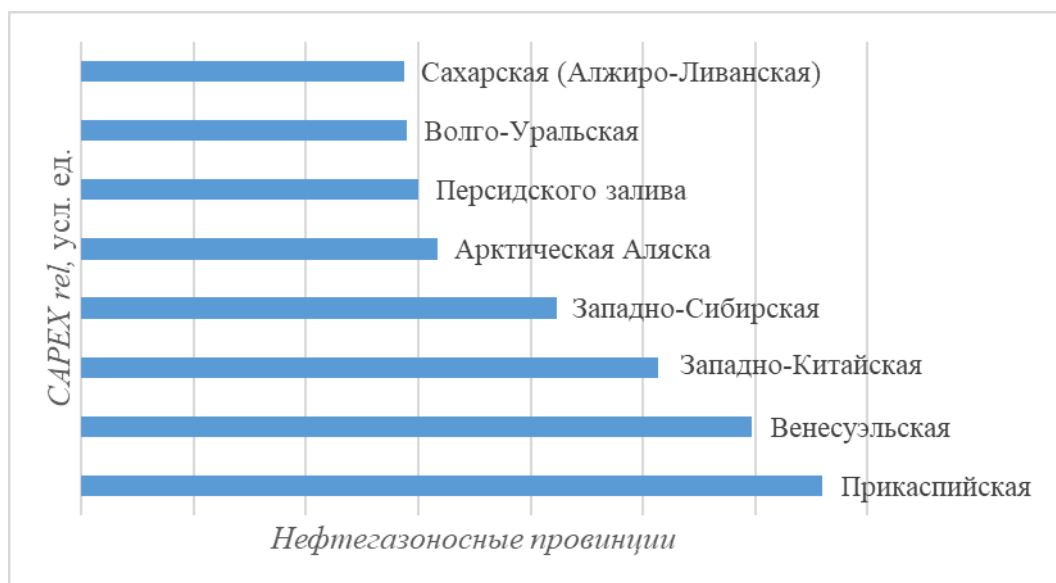


Рисунок 3.4.5 – Ранжирование нефтегазоносных провинций по среднему уровню капитальных затрат $CAPEX_{rel}$

Провинции Западной Сибири и Арктической Аляски занимают промежуточное положение, что обусловлено сочетанием значительных запасов углеводородов и повышенных инфраструктурных и климатических затрат.

Максимальные значения $CAPEX_{rel}$ характерны для Венесуэльской и Прикаспийской провинций, требующих селективного подхода к инвестированию, что согласуется с опубликованными оценками их высокой капиталоемкости и технологической сложности разработки.

Таким образом, это создает методологическую и аналитическую основу для дальнейших обобщений и выводов, связанных с оценкой устойчивости, перспектив разведки и добычи углеводородов в пределах основных НГП [202].

Таблица 3.4.1 – Рейтинговая оценка месторождений крупнейших НГП по ключевым характеристикам

(с рассчитанным $CAPEX_{rel}$)

НГП	Месторождение	Преобладающий коллектор и возраст	Пористость коллектора, %	Проницаемость коллектора, мД	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость, сР	Глубина залегания, м	Пластовое давление, МПа	Температура, °С	Площадь залежи, км ²	Тип ловушки, структура ловушки	Технологические особенности	Климатические особенности	Оценка ² (рейтинг) в баллах	Индекс пригодности месторождения (I), баллы	CAPEX _{rel}
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Западно-Сибирская	Самотлорское	Песчаники и алевролиты, J–K	20–25	~500	850	Низкая	1600–2500	20	~70–90	2500–3000	Антиклинальная складка	Поддержание пластового давления (ППД), газлифт, инфраструктура	Резко континентальный	8,9,7,7,8,8,7,7,7,8	76	30
	Федоровское	Песчаники и алевролиты, J	15–25	10–100	860–910	1–5	1888–3188	20	~70–90	~1900	Брахиантисклиналиная	Глубокие скважины, ППД	Резко континентальный	7,8,7,7,8,8,7,7,7,7	73	38
	Приобское	Терригенные песчаники, J–K	5–20	0,03–15	Легкая	Низкая	3000–4000	23,5–25	~70–80	5466	Комбинированная антиклиналь	Газлифт, насосы, закачка воды	Субарктический	6,6,7,7,8,8,6,6,6,7	67	59
Волго-Уральская	Ромашкинское	Песчаники, D–C	~19	~375	800–820	5–20	1600–1800	20–30	60–80	4200	Структурная антиклиналь	Водонагнетание, оптимизация скважин	Умеренно континентальный	7,8,7,7,8,7,7,7,7,8	73	28
	Арланское	Песчаники, P–C	~10–18	10–100	840–894	~30	1500–2500	15–30	60–80	1320	Структурная антиклиналь	Водонагнетание, сепарация	Умеренно континентальный	6,7,7,7,7,7,7,6,6,7	67	32

² В столбце 14 суммируются параметры, которые экспертно оценивались: 1. Пористость коллектора, 2. Проницаемость коллектора, 3. Плотность нефти, 4. Вязкость нефти, 5. Глубина залегания, 6. Пластовое давление, 7. Температура, 8. Площадь залежи, 9. Тип ловушки / структура, 10. Технологические особенности

	Гуймазинское	Песчаники и карбонаты, D–C	15–25	10–100	890	10–30	1000–1700	15–30	30–50	800	Антиклинальная сводовая	Законтурное и комбинированное заводнение, управление обводнением	Умеренно континентальный	7,7,7,7,7,7,7,6,6,7	68	27
Персидского залива	Гавар	Карбонаты, J	Высокая	Высокая	Легкая	Низкая	1500–3000	51,7	80–120	8400	Структурная антиклиналь	Водонагнетание	Пустынный, субтропический	9,9,9,9,9,9,8,9,9,9	90	31
	Большой Бурган	Флювиальные песчаники, K–J	25–30	500–3000	857–872	Средняя	1100–2600	Высокое	70–90	1000	Антиклинальная	Водонагнетание	Пустынный	8,9,8,8,8,8,8,8,8,8	81	32
	Сафания	Песчаники мелководно-морские, K	22,8–33,5	14–9700	880–890	6–8	1200–2100	Высокое	60–90	750	Структурная антиклиналь	Водонагнетание	Морской, аридный	8,9,8,8,9,8,8,8,8,8	82	27
Арктической Аляски	Прадхобэй	Сланцевидные и песчаниковые, J	14–27	<5–100	850–880	0,8	2400–2700	30–31	85–115	865	Структурная антиклиналь	Водонагнетание	Арктический, мерзлота	8,7,7,7,7,7,8,8,8,7	74	42
	Купарук-Ривер	Мелководные шельфовые песчаники, K	Средняя	Умеренная	882	4–6	1830–2130	25	22	520	Структурно-стратиграфическая	Вторичные методы	Арктический	7,7,7,7,7,7,7,7,7,7	70	36
	Алпайн	Песчаники, J	15–23	1–160	874–848	Низкая	900–1200	20–25	60–65	14	Локальная антиклиналь	Вторичные методы	Арктический	6,6,6,6,6,6,6,6,6,6	60	17
Венесуэльская	Бояка	Песчаники, N	25–35	Очень высокая	950–1020	Очень высокая	200–1000	5–10	40–55	10000–12000	Пластово-линзовидная	Термические методы, апгрейдинг	Тропический	8,8,8,8,8,8,8,8,8,8	80	66
	Боливар	Песчаники, миоцен–плиоцен	30–40	1000–8000	860–920	5–20	600–1500	12–18	50–65	1500–2000	Многорярунная	ППД, вторичная добыча	Тропический	8,8,8,8,8,8,8,8,8,8	80	52
	Эль-Фурриал	Песчаники, N	Средняя	Умеренная	840–880	Низкая	3000–5000	35–50	90–120	500–700	Антиклинальная, многорярунная	Газосбор, вторичная добыча	Тропический влажный	7,7,7,7,7,7,7,7,7,7	70	61

Сахарская (Алжир-Ливанская)	Хасси-Мессауд	Песчаники, D-J	Высокая	Высокая	870-880	10-12	600-1500	15-20	50-60	2000	Многоярусная антиклиналь	Заводнение, ППД	Жаркий, засушливый	8,8,8,8,8,8,8,8,8,8	80	31
	Серир	Песчаники, K	Высокая	Высокая	850-870	Низкая	1300-1800	18-25	55-65	10000-12000	Антиклинальная протяженная	Заводнение, ППД	Жаркий, песчаные бури	8,8,8,8,8,8,8,8,8,8	80	33
	Шарара	Песчаники, PZ	12-20	Высокая	Легкая и средняя	1-5	1200-2000	15-25	60-90	200-300	Антиклинальная	Заводнение, ППД	Экстремально жаркий и сухой	7,7,7,7,7,7,7,7,7,7	70	22
Прикаспийская	Тенгиз	Карбонаты, D	6,3	10	789	2,1	3800-5400	82	100-120	365	Брахиант иклинальная	Многослойное бурение, горизонтальные скважины, реинжекция газа	Континентальный	7,7,7,7,7,7,7,7,7,7	70	91
	Кашаган	Карбонаты, D-C	0,1-10,8	Низкая	Легкая	Низкая	4200	86	80	1360	Структурно-стратиграфическая	Высокое давление, сложные платформы	Резко континентальный	6,6,6,6,6,6,6,6,6,6	60	61
	Карачаганак	Карбонаты, D-P	9,7-11,7	≈15	810-888	Умеренно-низкая	2000-4000	55-60	70-95	65	Массивная карбонатная антиклиналь	Реинжекция газа, управление давлением	Сухой климат	6,6,6,6,6,6,6,6,6,6	60	46
Западно-Китайская	Тахэ	Карбонаты, D-C	Низкая	Трециноватость	Средняя	Маловязкая	2000-3500	18,8-36,2	80-120	1200-1500	Антиклиналь	Гидроразрыв, сложное бурение	Резко континентальный пустынный	6,6,6,6,6,6,6,6,6,6	60	38
	Карамай	Песчаники и карбонаты, D-T	Средняя	Высокая	Средняя и тяжелая	Высокая вязкость	800-1200	10-12	40-50	400-600	Антиклинальные залежи	Водонагнетание, вторичные методы	Континентальный пустынный	6,6,6,6,6,6,6,6,6,6	60	16
	Тажонг	Плотные карбонаты, D1-D2	Низкая	Низкая	Средняя	Умеренная вязкость	4000-6000	70-120	120-160	1000-1300	Антиклинальные поднятия	Сверхглубокое бурение, вторичное извлечение	Пустынный аридный	5,5,5,5,5,5,5,5,5,5	50	100

3.5 Выводы

Создана специализированная база данных крупнейших нефтяных месторождений, включающая совокупность статических и динамических параметров, которая защищена тремя авторскими свидетельствами [112, 115–116].

Разработан ГИС-проект в среде NextGIS QGIS, позволяющий визуализировать пространственные данные, выполнять их обработку, анализ и сопоставление. Интеграция БД с ГИС обеспечила комплексное представление крупнейших нефтяных месторождений и расширила возможности их пространственного изучения.

Разработанное геоинформационное обеспечение – база данных и ГИС-проект – создает основу для последующих практических действий, направленных на выявление закономерностей формирования уникальных нефтяных объектов.

Продемонстрирован экспертный научно-методический подход к формированию интегрального пространственного рейтинга месторождений нефтегазоносных провинций, основанный на атрибутивной интеграции нормированных геолого-технологических показателей и индекса относительной капиталоемкости $CAPEX_{rel}$ в ГИС-среде, что обеспечивает сопоставимое ранжирование объектов и их картографическую интерпретацию в задачах стратегического планирования.

Показана дифференциация крупнейших нефтяных месторождений по совокупности геолого-физических, технологических и природно-климатических условий разработки. Установлено, что высокие значения интегрального индекса пригодности соответствуют объектам с благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами и умеренной глубиной залегания, тогда как сложные глубинные карбонатные системы характеризуются повышенной относительной капиталоемкостью.

Полученные результаты подтверждают применимость интегральной рейтинговой оценки для сравнительного анализа месторождений различных НПП.

По результатам проведенных исследований сформулировано **второе научное положение.**

Разработано геоинформационное обеспечение, включающее специализированную базу данных и ГИС-проект для интеграции, визуализации и анализа нефтяных месторождений, в котором реализован метод интегральной оценки технологичности освоения месторождений и относительных капитальных затрат ($CAPEX_{rel}$), что позволяет обосновывать рациональную очередность их освоения.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА СЕРВИСНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ГЕОПРОСТРАНСТВЕННОГО АНАЛИЗА

4.1 Разработка веб-сервиса

Основная цель разработки веб-сервиса заключалась в создании удобного и функционального инструмента, обеспечивающего наглядную визуализацию объектов базы данных и их атрибутивных характеристик. Предлагаемый веб-сервис позволяет пользователю выполнять интерактивное взаимодействие с данными, представляемыми в виде картографических слоев, графиков, диаграмм и таблиц, а также выявлять пространственные взаимосвязи между объектами и формировать значимые аналитические выводы.

В качестве технологической основы был выбран программный комплекс *NextGIS* – российская геоинформационная платформа, предназначенная для управления геопространственными данными, онлайн-картографирования и комплексного пространственного анализа [65]. Платформа поддерживает широкий спектр форматов геоданных, реализует стандарты *Open Geospatial Consortium (OGC)* [66] и предоставляет возможности создания прикладных ГИС-сервисов, включая тематические геопорталы.

Важным преимуществом *NextGIS* является развитая экосистема взаимосвязанных программных продуктов. Интеграция настольного приложения *NextGIS QGIS* с веб-платформой осуществляется посредством специализированного модуля *NextGIS Connect*, обеспечивающего публикацию данных на сервер и их последующую синхронизацию. Такой подход минимизирует трудозатраты при обновлении геоданных или добавлении новых слоев, что особенно важно для проектов, требующих регулярной актуализации данных. Использование *NextGIS Connect* делает процесс подготовки и публикации картографических материалов быстрым, прозрачным и автоматизированным.

Благодаря поддержке различных форматов данных и возможностей интеграции с внешними системами посредством сетевых протоколов, таких как WMS-серверы и базы данных, платформа идеально подходит для создания тематических геопорталов [73, 167].

Платформа также позволяет настраивать роли и права доступа для разных групп пользователей, что особенно важно для обеспечения безопасности и актуальности данных. На Рисунке 4.1.1 представлена схема взаимодействия компонентов программного обеспечения NextGIS.

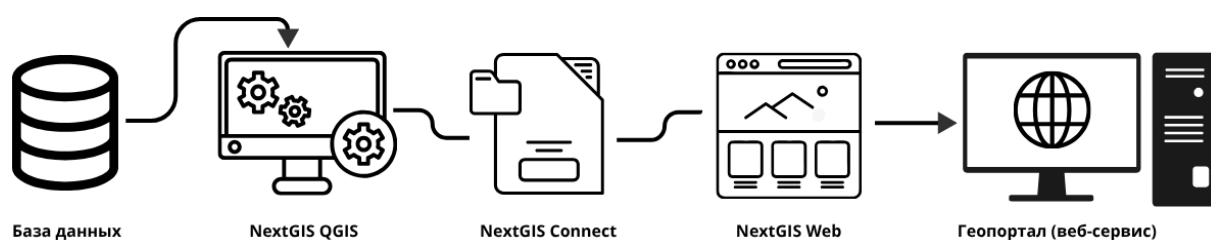


Рисунок 4.1.1 – Схема взаимодействия компонентов NextGIS QGIS

Схема отражает полный цикл формирования геопортала: от выборки и подготовки исходных геоданных до их публикации на сервере и формирования веб-карты. На первом этапе осуществляется сбор и анализ данных, после чего подготовленные геопространственные объекты загружаются в NextGIS QGIS в виде векторных и растровых слоев. Далее выполняются обработка данных, их атрибутивное оформление, настройка стилей и подготовка к публикации. Модуль NextGIS Connect обеспечивает передачу оформленных слоев в NextGIS Web. При необходимости данные, размещенные на сервере, могут быть повторно загружены в QGIS для корректировки.

После публикации слоев формируется веб-карта, включающая тематические данные и базовые подложки [65, 178]. Итоговый веб-сервис, наполненный информацией о крупнейших нефтяных месторождениях мира, представлен на Рисунке 4.1.2.

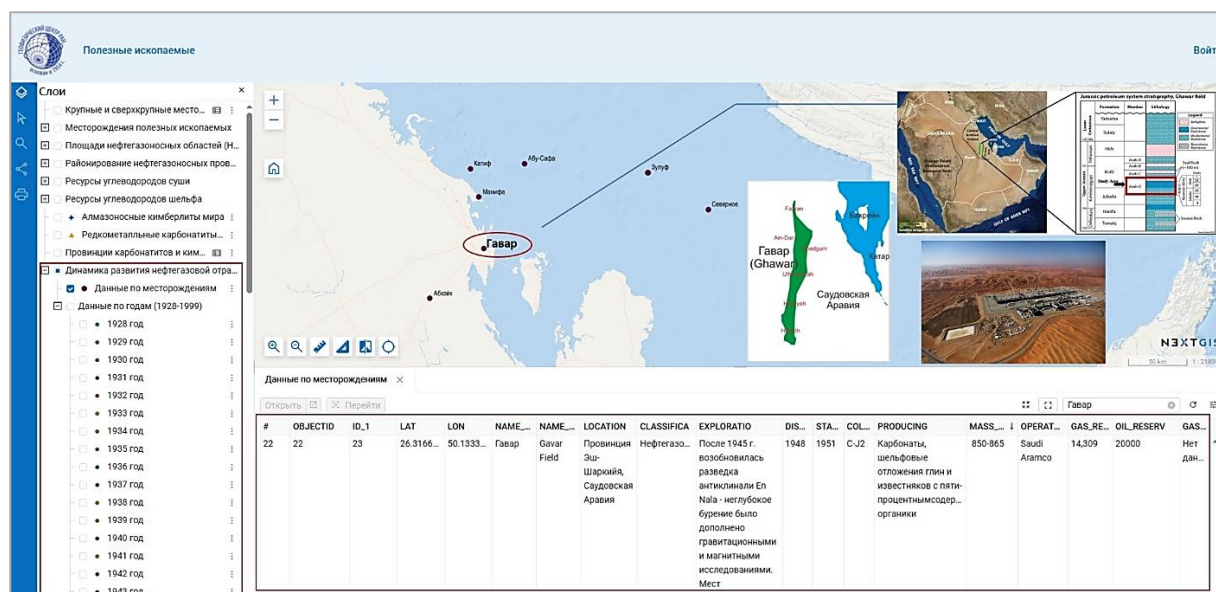


Рисунок 4.1.2 – Общий вид веб-сервиса с отображенным месторождением Гавар в среде NextGIS QGIS

Важной особенностью веб-сервиса является возможность взаимодействия удаленных пользователей с опубликованными слоями геоданных. Его интерфейс обеспечивает возможность эффективного сравнительного пространственного анализа данных по нефтяным месторождениям [113–114]. Набор карт сопровождается их тематическим описанием. Анализ данных может проводиться пользователями системы через Интернет-браузер в веб-сервисе «Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке на примере крупнейших месторождений нефти мира», доступном по ссылке <https://geology-gis.gcras.ru/> [61], главной задачей которого является создание единой среды, объединяющей широкий спектр данных по наукам о Земле (Приложение А). Система обеспечивает наглядное представление результатов геопро пространственного анализа и предоставляет пользователям инструменты для обработки исходной информации и принятия аналитических решений.

На Рисунке 4.1.3 представлена блок-схема, отражающая основные этапы разработки и наполнения веб-сервиса.

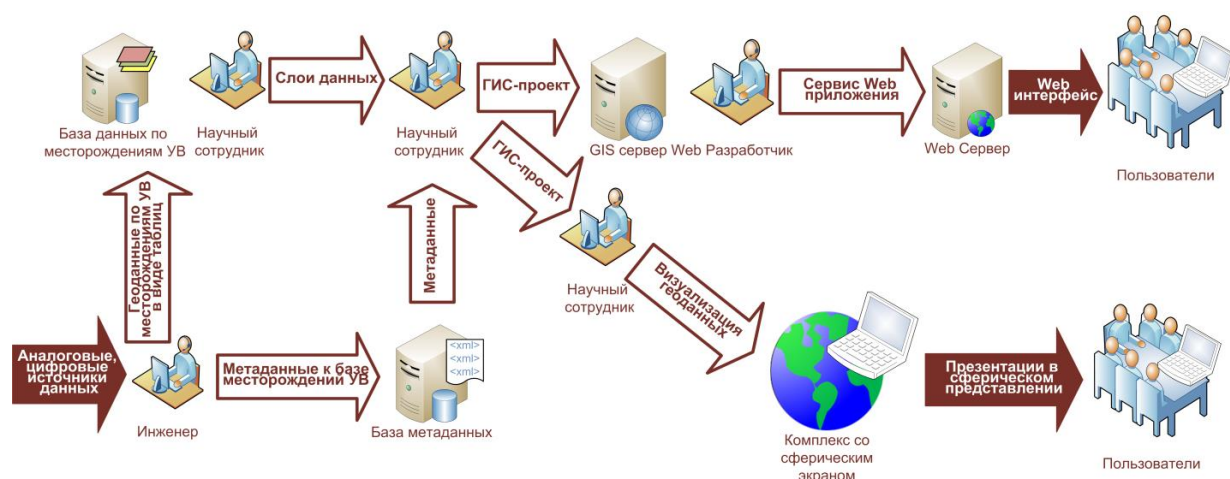


Рисунок 4.1.3 – Блок-схема, отражающая последовательность этапов разработки веб-сервиса NextGIS QGIS

Процесс включал выполнение следующих шагов:

1. Сбор, обработка и систематизация статических и динамических данных по месторождениям нефти и формирование базы данных в виде Excel-таблиц;
2. Создание специализированных таблиц, позволяющих фиксировать изменения динамических параметров месторождений с годовым шагом для последующего анализа технологического развития методов добычи;
3. Конвертация Excel-таблиц в форматы, пригодные для визуализации в ГИС-среде;
4. Создание ГИС-проекта в NextGIS QGIS, интегрирующего все данные БД и их геопространственную привязку;
5. Преобразование данных в слои NextGIS QGIS для обеспечения выбора и отображения атрибутивных данных по одному или нескольким месторождениям;
6. Разработка единой системы оформления легенд, цветовых схем и стилей тематических данных;

7. *Создание файлов метаданных*, включающих сведения об источниках данных, масштабе, зоне покрытия, периоде наблюдений, авторах и других характеристиках;
8. *Загрузка данных на сервер NextGIS Web* и подготовка сервисов для работы в онлайн-режиме;
9. *Добавление данных в веб-сервис*, обеспечивающее возможность просмотра и анализа информации конечными пользователями без установки специализированного ПО.

Для работы с БД в формате геопространственных данных на базе веб-сервиса в настоящее время доступен следующий функционал в режиме онлайн:

1. Выбор необходимых для просмотра слоев путем их включения-выключения через чекбокс (например, просмотр месторождений, разрабатывавшихся в определенном году);

2. Просмотр легенды слоев;

3. Просмотр атрибутивной таблицы (точных данных по каждому месторождению) для всех объектов и атрибутивной информации по конкретному объекту при клике по нему на карте;

4. Текстовый поиск по атрибутивным данным (Рисунок 4.1.4). Эта опция позволяет делать выборку месторождений по заданному пользователем тексту, который встречается в атрибутивной таблице. К примеру: выбор месторождений, в описании которых встречается текст «газовые» или «нефтяные». Доступна функция приближения к объектам выборки;

5. Фильтр объектов на карте по заданной области. В открытом окне атрибутивной таблицы можно выбрать способ построения области для фильтрации данных. Доступны следующие виды отсекающей области: окружность, линия, прямоугольник и полигон. Выборка объектов из таблицы атрибутов осуществляется в пределах заданной области (Рисунок 4.1.5). Как и в случае фильтрации по тексту, доступно приближение к объектам;

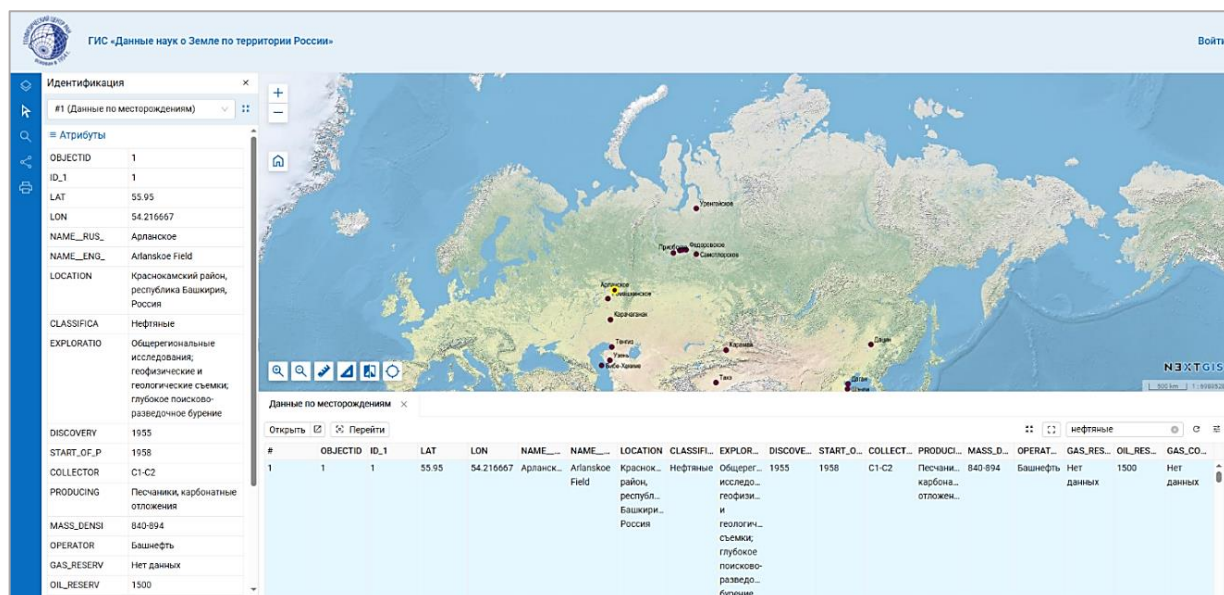


Рисунок 4.1.4 – Пример поиска данных по заданному тексту (приведен пример поиска по тексту «нефтяные»)

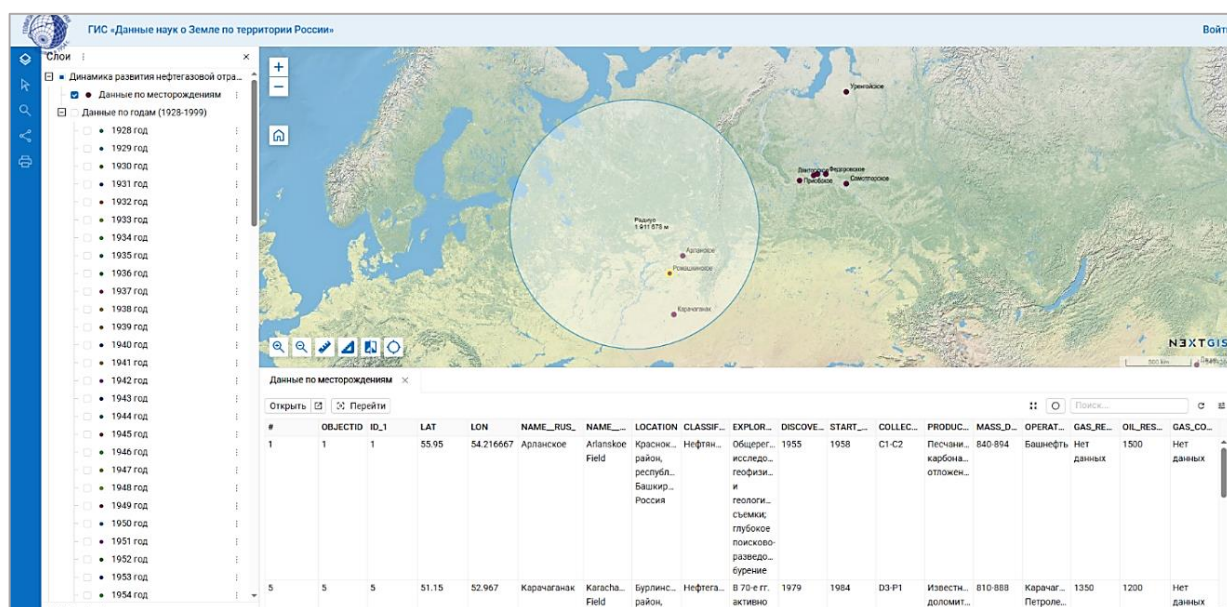


Рисунок 4.1.5 – Пример поиска данных по заданной области (приведен пример поиска по произвольной окружности)

6. Измерения расстояния и площади на карте;
7. Краткая информация о данных (метаданные) – структурированные данные, представляющие собой характеристики описываемых месторождений

для их идентификации, поиска, оценки, управления (Рисунок 4.1.6);

а)

```

UV_stat - Notepad
File Edit Format View Help
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<layer_metadata>
  <title>Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке - крупнейшие месторождения мира</title>
  <file_name>BATURIN_SERVICE.gdb</file_name>
  <date_of_inclusion>Ноябрь 2016 г.</date_of_inclusion>
  <projection>Географическая (WGS-84)</projection>
  <type>Шейповый (точка)</type>
  <scale></scale>
  <resolution></resolution>
  <territory_coverage>Весь мир</territory_coverage>
  <source>Геофизический центр Российской академии наук (ГЦ РАН)</source>
  <citation>Rybkina A.I., Odintsova A.A., Gvishiani A.D., Samokhina O.O., Astapenkova A.A. Development of
  geospatial database on hydrocarbon extraction methods in the 20th century for large and super large oil and gas
  deposits in Russia and other countries // Russian Journal of Earth Sciences. 2016. V. 16, No. 6 ES6002. DOI:
  10.2005/2016ES00584</citation>
  <data_period>1900-1999</data_period>
  <abstract>Объектами слоя являются крупные и суперкрупные месторождения углеводородов (УВ) в мире. Слой имеет
  глобальное покрытие. Атрибутивные данные слоя по крупнейшим месторождениям углеводородов мира включают сведения по 43
  месторождениям УВ. Указаны также географическое положение (координаты, страна); тип залежей; методы поиска и разведки;
  даты открытия и ввода месторождения в эксплуатацию; данные о коллекторе; плотность нефти; разрабатывающее предприятие;
  количество запасов.</abstract>
  <fields>
    <field name="ID">
      <description>Уникальный идентификатор месторождения</description>
    </field>
    <field name="LAT">
      <description>Широта</description>
    </field>
    <field name="LON">
      <description>Долгота</description>
    </field>
    <field name="NAME (RUS)">
  
```

б)

Метаданные слоя: Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке: крупнейшие месторождения мира - Данные по месторождениям

Основная информация

- Название: Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке: крупнейшие месторождения мира - Данные по месторождениям
- Дата внесения в систему: Ноябрь 2016 г.
- Проекция: Географическая (WGS-84)
- Тип данных: Шейповый (точка)
- Масштаб:
- Разрешение:
- Покрываемая территория: Весь мир
- Источник данных: Геофизический центр Российской академии наук (ГЦ РАН)
- Ссылка: Rybkina A.I., Odintsova A.A., Gvishiani A.D., Samokhina O.O., Astapenkova A.A. Development of geospatial database on hydrocarbon extraction methods in the 20th century for large and super large oil and gas deposits in Russia and other countries // Russian Journal of Earth Sciences. 2016. V. 16, No. 6 ES6002. DOI: 10.2005/2016ES00584
- Период сбора данных: 1900-1999
- Краткое описание: Объектами слоя являются крупные и суперкрупные месторождения углеводородов (УВ) в мире. Слой имеет глобальное покрытие. Атрибутивные данные слоя по крупнейшим месторождениям углеводородов мира включают сведения по 43 месторождениям УВ. Указаны также географическое положение (координаты, страна); тип залежей; методы поиска и разведки; даты открытия и ввода месторождения в эксплуатацию; данные о коллекторе; плотность нефти; разрабатывающее предприятие; количество запасов.

Поля атрибутивной таблицы:

Название поля	Описание
ID	Уникальный идентификатор месторождения
LAT	Широта

1928 год × Данные по месторождениям

Открыть Перейти

#	ОБЪЕС...	ID_1	LAT	LOM
1	1	1	55.95	54.1
2	2	2	38.6	118

Рисунок 4.1.6 – Фрагмент метаданных: а) – в формате .xml; б) – отображение метаданных в веб-сервисе. Приведены расшифровка полей атрибутивных таблиц и справочная информация о слоях

8. Возможность одновременного отображения на карте нескольких слоев данных, наложенных друг на друга;

9. Регулировка прозрачности слоя в случае одновременной работы с несколькими слоями данных. Задавая коэффициент прозрачности каждому слою, пользователь имеет возможность одновременного использования данных различных категорий для их совместной оценки и анализа;

10. Печать карты по заданным параметрам;

11. Подключение данных для визуализации в сторонних приложениях или в различных настольных ГИС в виде тайлов TMS (Tile Map Service) без прямого доступа к данным;

12. Загрузка данных для пользователей, прошедших авторизацию в системе и обладающих определенными правами доступа. Для скачивания данных доступны два режима: быстрый экспорт в одном из форматов (Esri Shapefile, GeoJSON, GeoPackage, CSV), при котором данные загружаются в проекции «WGS 84 / Pseudo-Mercator (EPSG:3857)»; расширенный экспорт с возможностью выбора проекции, необходимых полей атрибутивных таблиц, ограничений экспортируемых данных по охвату. Загруженные с сервера данные можно просмотреть в любой имеющейся ГИС (QGIS, NextGIS QGIS, ArcGIS и т. д.). Таким образом, пользователь может интегрировать свои данные и алгоритмы с данными сервиса в одном проекте для проведения совместного анализа.

Таким образом, комплексное применение решений *NextGIS QGIS*, *NextGIS Connect* и *NextGIS Web* позволило разработать специализированный веб-сервис для работы с тематическими геопространственными данными (Рисунок 4.1.7). Применяемые технологические решения обеспечивают надежный и удобный обмен информацией между локальными и веб-системами, поддерживают различные форматы и источники данных, а также предоставляют расширенный функционал для публикации и администрирования картографической информации.

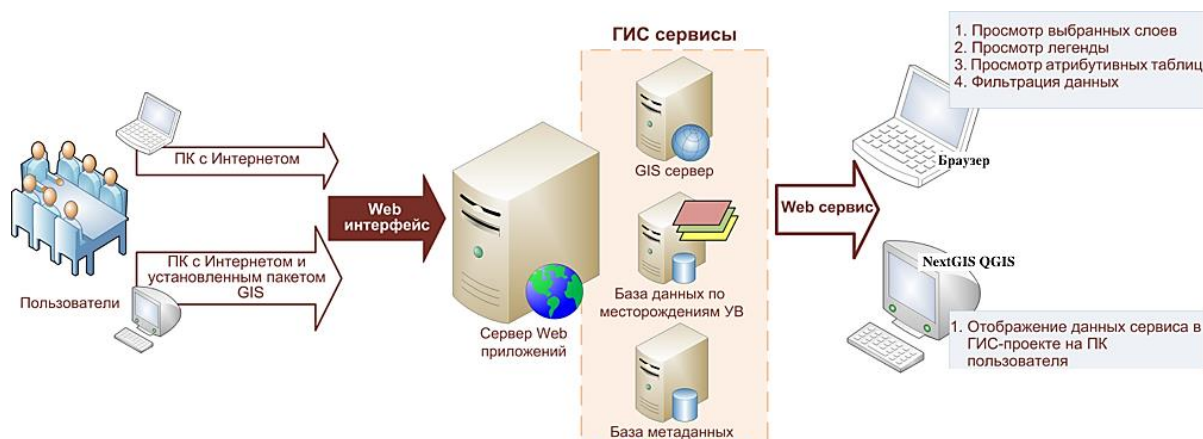


Рисунок 4.1.7 – Функционирование ГИС-системы с точки зрения пользователя

4.2 Разработка интерактивной системы визуализации данных ORBUS

В настоящее время активно развиваются направления интерактивных сферических визуализаций (ИСВ) геопространственных данных, реализованных на основе так называемых цифровых глобусов [222]. Данные платформы обеспечивают трехмерное (3D), анимационное и мультимедийное представление пространственных данных [92], а также предоставляют специализированные интерфейсы для их обработки и анализа. Ключевое преимущество 3D-карт по сравнению с любой двумерной (2D) картографической проекцией состоит в возможности передавать глобальные пространственные отношения без искажений [207]. Известно, что сферическую поверхность невозможно отобразить на плоскости без деформации площадей, расстояний и/или углов, что строго доказано К. Ф. Гауссом [204].

Высокий уровень наглядности и интерактивности визуализационных платформ, основанных на цифровых глобусах, стал стимулом для дальнейшего развития геовизуальной аналитики, в основе которой находятся «методики, направленные на поддержку конструирования идей на основе

графического отображения пространственных данных – нередко в сочетании с применением статистических методов или методов моделирования» [23].

Следуя классификации Е. Н. Еремченко, следует подчеркнуть, что цифровые глобусы унаследовали от других видов картографических продуктов ключевые интерактивные характеристики:

- от традиционных глобусов – возможность многоракурсного обзора;
- от геопорталов – поддержку многомасштабного отображения.

При этом существенным отличием цифровых глобусов от аналоговых картографических средств является их способность переключать, комбинировать и дополнять картографические слои. Такая функциональность обеспечивает гибкое и оперативное изменение тематического содержания визуализации, включая использование данных, поступающих в режиме реального времени [23]. На сегодняшний день подобные цифровые глобусы находят все большее распространение в разных странах мира (Китай, Бразилия, США) для решения научных, образовательных и других задач [17, 92].

В нашей стране подобные технологии визуализации успешно развиваются в Геофизическом центре РАН с 2011 г. [130]. Платформа интерактивной 3D-визуализации геопространственных данных ORBUS Pro объединяет в себе несколько составляющих, функционирующих на базе цифровой демонстрационной системы со сферическим проекционным экраном ORBUS (Рисунок 4.2.1), дополненной интернет-приложением ORBUS Web и мобильным приложением ORBUS AR. Каждая составляющая платформы ORBUS Pro автономна и ориентирована на выполнение определенного набора задач, но при этом все элементы функционируют в рамках единой методологической основы, общей программной архитектуры и междисциплинарного подхода, а также единой коллекции данных, в которую также вошли данные разработанной БД [22, 117–118].

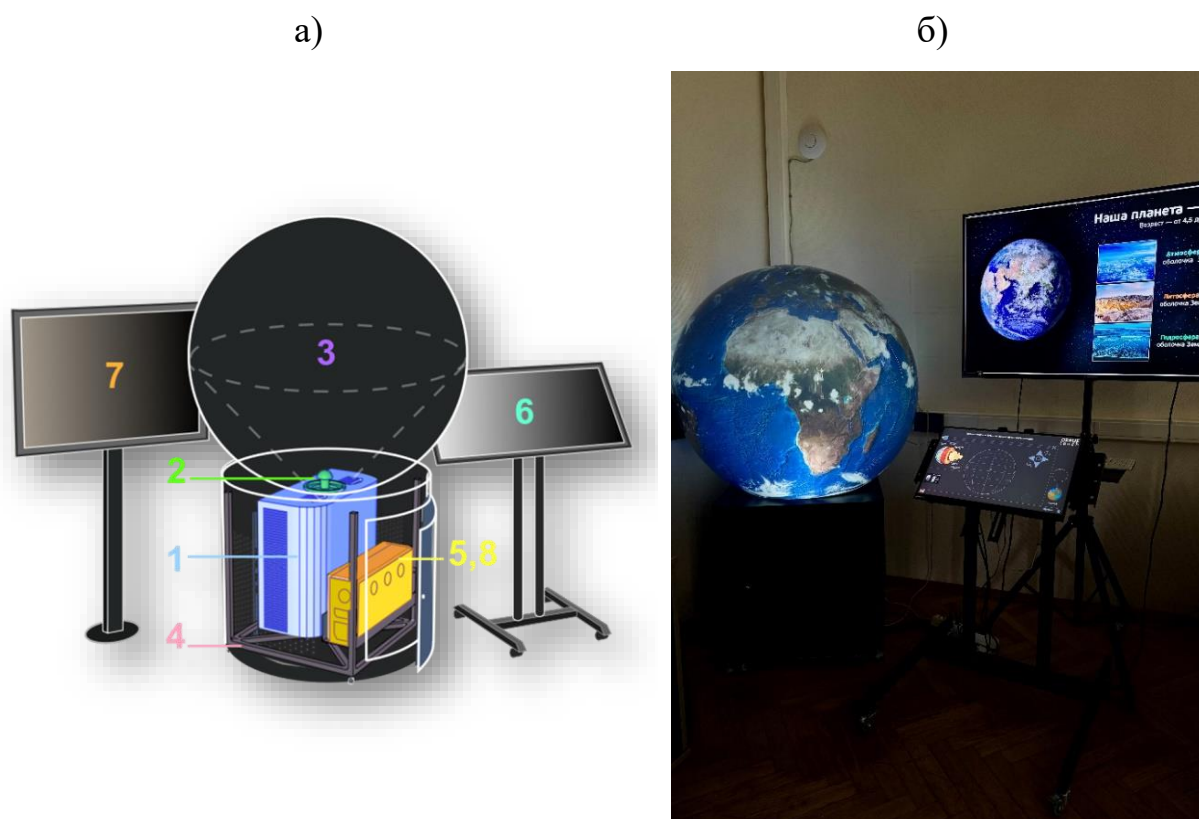


Рисунок 4.2.1 – Устройство цифровой демонстрационной системы со сферическим проекционным экраном ORBUS: а) 1 – проектор, 2 – линза, 3 – сферический экран, 4 – постамент, 5 – ПК, 6 – пользовательская touch-панель, 7 – информационный экран, 8 – инсталлированное ПО;

б) – внешний вид

Демонстрационная система ORBUS формирует изображение посредством проекции изображения на поверхность акриловой сферы, оснащенной антибликовым покрытием и выполняющей функцию сферического дисплея (Рисунок 4.2.1, Таблица 4.2.1). Из-за кривизны экранной области первоначальный плоский картографический материал преобразуется в трехмерное представление [123–124]. В результате пользователь работает с интерактивной физической моделью – уменьшенным объемным аналогом Земли, на котором визуализируются объекты, сопровождаемые динамическими эффектами и возможностью изменения угла обзора.

Таблица 4.2.1 – Технические характеристики комплектующих цифровой системы ORBUS

(№) Компонента (Рисунок 4.2.1)	Характеристика
(1) Проектор	<p>Стандарт разрешения: WUXGA (1920x1200); Проекционная технология: 1DLP; Типоразмер матрицы DMD: 17,0 мм (0.67") – диагональ, 16:10 – соотношение сторон; Источник света: лазерный диод; Яркость, люмен ANSI: 8500-8800; Контрастность: 10000:1; Срок службы источника света (нормальный режим), час: 20000; Срок службы источника света (эко-режим), час: 24000; Наличие пульта управления; Габариты, мм: 20x498x581; Вес, кг: 22,2;</p>
(2) Объектив	<p>Тип объектива «рыбий глаз»: да; Угол развертки, градус: 180x360; Основная длина волны излучения (λ_0), нм: 587; Фокусное расстояние для λ_0, мм: 3,95; Максимальная дисторсия F-ТНЕТА, %: 25,86; Диаметр верхней части, мм: 117; Диаметр нижней части, мм: 36; Длина, мм: 177; Вес, кг: 1,6; Обеспечивает развертку изображения на (3): да; Имеет совместимость с (1): да;</p>
(3) Сферически й проекционн ый экран	<p>Диаметр, м: 1; Материал: акрил; Тип материала: Plexiglas GS 7c83; Толщина листа (стенок экрана), мм: 4; Обработка листа: формовка, склейка, пескоструйная; Наличие шва на границе склейки полусфер: да; Наличие в нижнем горизонтальном сечении полусфер посадочного кольца в паз (4): да; Вес, кг: 25;</p>
(4) База- постамент	<p>Форма: цилиндр; Диаметр цилиндра, мм: 780; Высота цилиндра, мм: 750; Материал: сталь/алюминий; Обработка: сварочные соединения, шлифовка, резьбовые отверстия, покраска; Цвет: черный; Количество дверец: 2; Наличие доступа ко всем узлам системы: да; Наличие колесиков для передвижения: да; Вес, кг: 50; Наличие системы креплений для монтажа (1), (2), (3), (5): да;</p>

<p align="center">(5) Системный блок ПК</p>	<p align="center"><u>Центральный процессор:</u> Количество физических ядер: 6; Количество логических ядер (потоков): 12; Базовая тактовая частота процессора, ГГц: 2,6; Частота системной шины, ГТ/с: 8; Система охлаждения; <u>Оперативная память:</u> Поколение памяти DDR: 4; Частота памяти, МГц: 3200; Объем установленной памяти, ГБ: 8; <u>Хранилище:</u> Тип: SSD (NVMe); Объем, ГБ: 256; Интерфейс подключения: PCI-E; <u>Графическая карта:</u> Тип: встроенная; Количество видеовыходов, шт: 3; Одновременно поддерживаемые разрешения видеовыходов, стандарты: 4К, Full HD, Full HD; Разрядность шины видеопамати, бит: 64. Сетевая карта; Wi-Fi модуль; Блок питания; Устройства ввода: клавиатура и мышь; <u>Операционная система:</u> Семейство: Windows; Разрядность, бит: 64. Компактный корпус, помещающийся в (4): да;</p>
<p align="center">(6) Сенсорная панель</p>	<p align="center"> Диагональ экрана, дюйм: 21,5; Наличие сенсорного ввода (экрана): да; Яркость экрана, кд/м2: 250; Контрастность: 1000:1; Соотношение сторон экрана: 16:9; Стандарт разрешения экрана: Full HD; Покрытие экрана: антиблик, жесткость 3H, матовость 25%; Наличие соответствующего напольного кронштейна с регулировкой высоты и наклона плоскости панели: да;</p>
<p align="center">(7) ЖК панель</p>	<p align="center"> Диагональ экрана, дюйм: 50; Тип панели: LED; Яркость экрана, кд/м2: 250; Контрастность: 5000:1; Соотношение сторон экрана: 16:9; Стандарт разрешения экрана: UHD; Наличие напольного кронштейна с регулировкой высоты и наклона;</p>
<p align="center">(8) Программное обеспечение</p>	<p align="center"> ПО предназначено для интерактивной визуализации данных. В каждый момент времени генерируется слайд – совокупность данных цифровой модели планетарного явления или процесса, одновременно и согласованно визуализируемых посредством трех видеоустройств: <u>проектора</u> в составе СОП СЭ для вывода карты сферического формата (образа планетного шара); <u>сенсорной панели</u> для вывода графического интерфейса управления интерактивной визуализацией;</p>

ЖК панели для вывода иллюстрированных справочных материалов. Все видеоустройства коммутируются с рабочей станцией, на которой выполняется программа.

Версия ПО для демонстраций и лекций ORBUS Touch обеспечивает следующие возможности:

- *виртуальное вращение (смена ракурса просмотра) образа планетарного шара*: кнопками или посредством синхронного вращения виртуальной сферы-двойника, а также автовращение вокруг собственной оси;
- *управление видеоанимацией*: запуск, пауза и полоса перемотки;
- *масштабирование сферического сегмента*: использование программного инструмента «Лупа»;
- *навигация по базе данных (БД) слайдов и их групп (тем)*: выбор и переключение посредством манипуляций (клик, перемещение) соответствующих иконок с подписями, а также кнопок управления;
- *отображение сопроводительных научно-художественных материалов*: текстовое название (краткое и расширенное, в т. ч. анимированное), легенда (или схема-описание) и иконка слайда, а также последовательность растровых изображений, используемых как справочные материалы;
- *переключение языка* (русский и английский).

Версия ПО для конструирования слайдов ORBUS Manager включает в себя весь функционал версии для демонстраций и лекций, дополнительно предоставляя инструментарий по созданию, редактированию и просмотру слайдов: добавление и настройка слоев покрытия, программирование сценариев интерактивности, замена сопроводительных материалов, автопоказ.

Карта сферического формата комбинируется послойно, т. е. может сочетать следующие типы слоев:

- *растровый одноцветный слой*;
- *растровый слой-изображение, выполненный в одной из поддерживаемых проекций*: цилиндрической равнопромежуточной «Plate Carrée», кубической вида gHEALPix, кубической вида QSC, азимутальной проекцией арктической области от 60° до 90° с. ш., а также проекцией, комбинирующей азимутальные сегменты полюсов, ограниченные 50° с. ш. и ю. ш. соответственно, и цилиндрическую равнопромежуточную;
- *растровый слой-видеоанимация*: видеоролик или последовательность растровых изображений, сменяющих друг друга с заданной скоростью;
- *векторный слой*: данные ГИС-ориентированных стандартов (Shapefile, KML), SVG и 3D-модели в проекции на сферу;
- *векторный слой-видеоанимация*: последовательность растеризуемых Shapefile, которые сменяют друг друга с заданной скоростью;
- *веб-ссылка*: получение данных в режиме реального времени;
- *слой картографических знаков*: статичные и видеоанимационные надписи и изображения с возможностью задания траектории их движения.

Сферический экран подключается к рабочей станции, встроенной в базу-постамент (Рисунок 4.2.2), на которой установлено специализированное программное обеспечение.

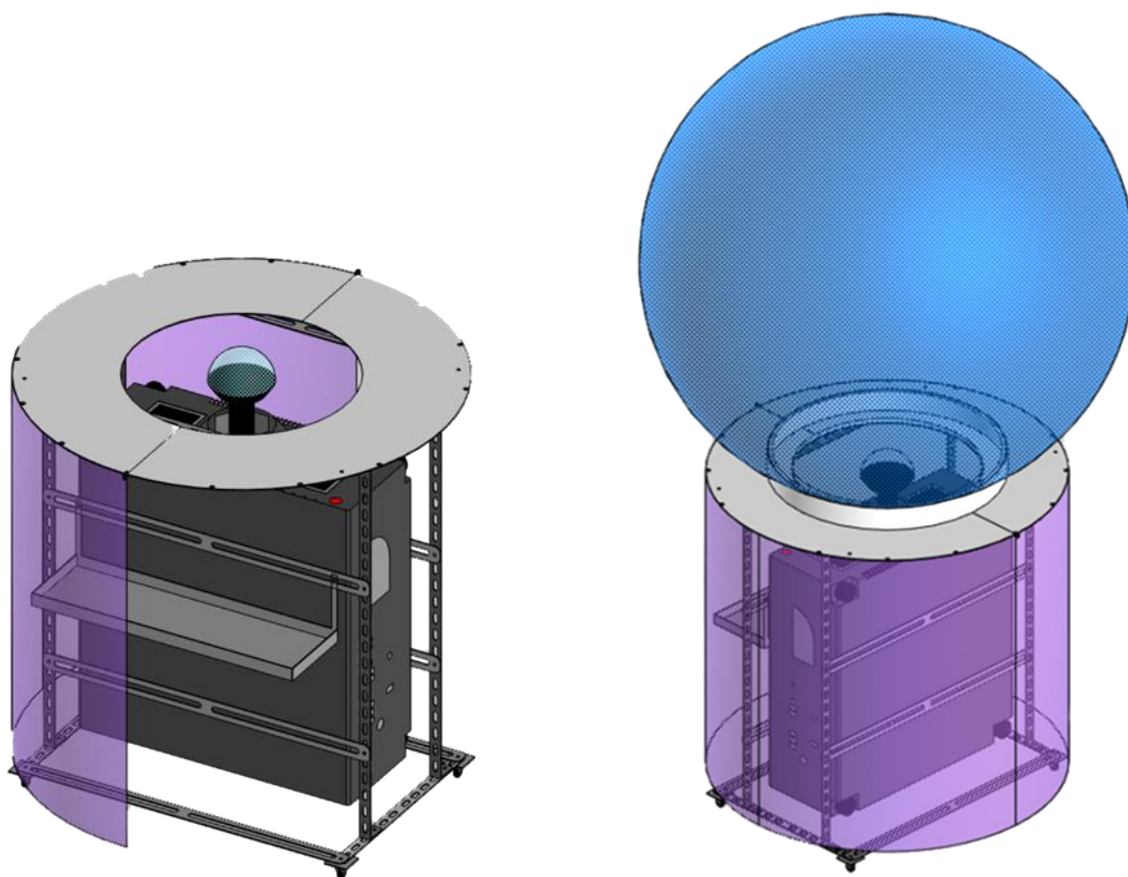


Рисунок 4.2.2 – 3D модель базы-постамент (фиолетовым цветом маркирована облицовка)

Приложение обеспечивает преобразование любого изображения прямоугольного формата в сферическую проекцию. После конвертации изображение передается на проектор и через блок линз выводится на внутреннюю поверхность сферического экрана методом обратного проецирования. Подобная технология является одной из наиболее распространенных и простых в эксплуатации, поскольку все компоненты системы объединены в единый переносимый металлический корпус (Рисунки 4.2.2, 4.2.3).

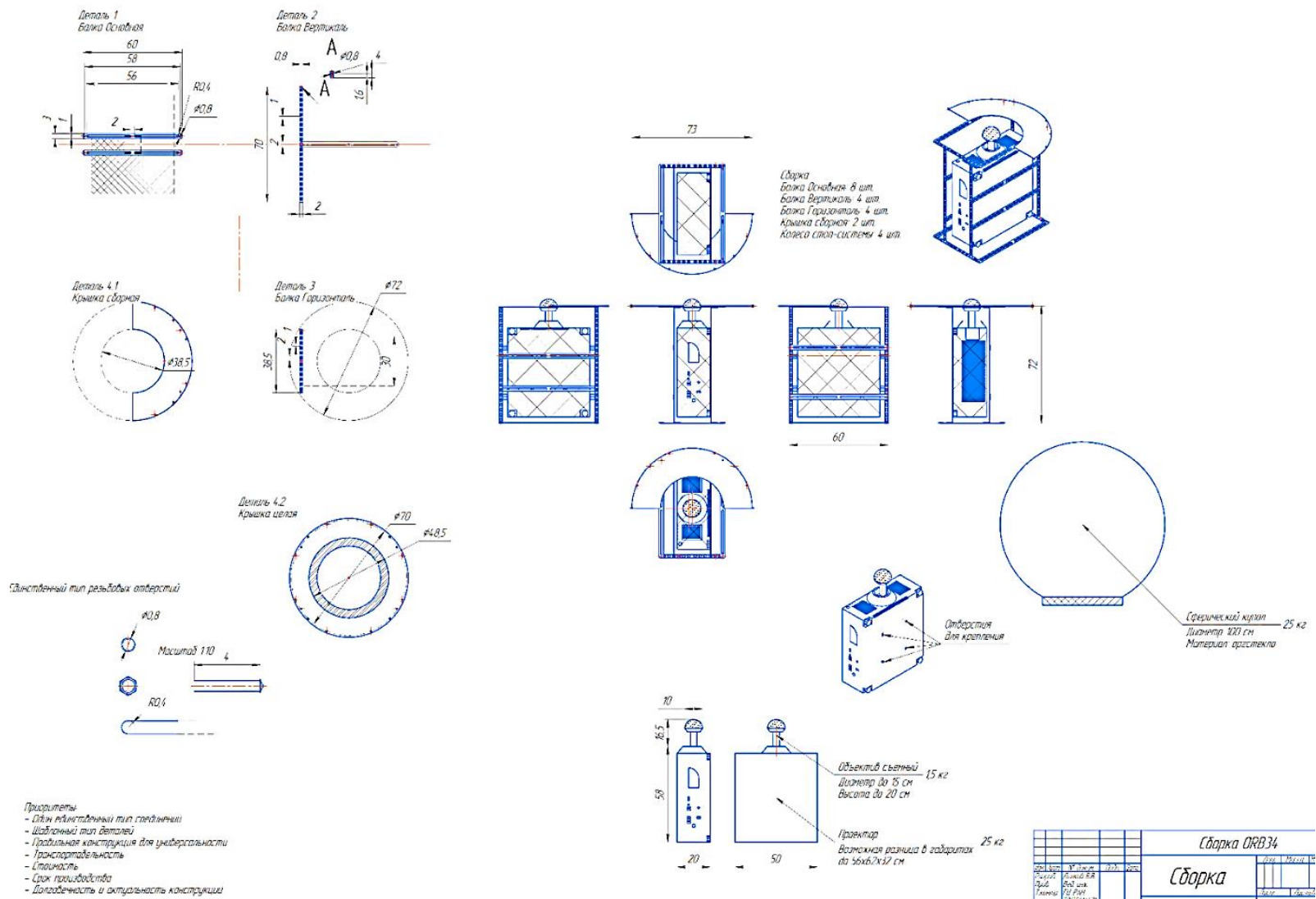


Рисунок 4.2.3 – Конструкторское решение базы-постамент

Программное обеспечение ORBUS позволяет визуализировать растровые изображения и видеоматериалы (Рисунок 4.2.4), обеспечивая полный контроль процесса демонстрации с помощью пульта дистанционного управления. Пользователь может запускать и приостанавливать анимацию, а также вращать изображение в произвольных направлениях.

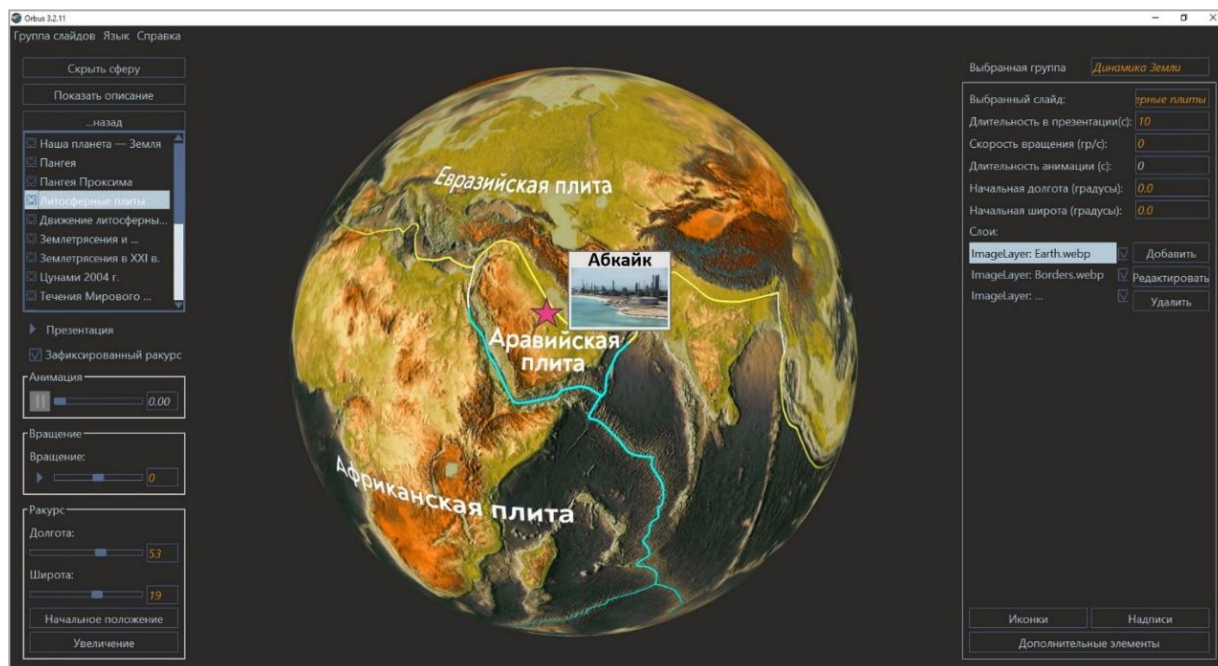


Рисунок 4.2.4 – Пример работы ПО ORBUS: визуализация месторождения Абкайк разработанной БД на сферическом проекционном экране (Приложение Б)

Разработанный аппаратно-программный комплекс на базе цифровой системы визуализации со сферическим проекционным экраном, интегрированный с геоинформационным обеспечением, позволил реализовать многомерное картографическое представление нефтяных месторождений (Рисунок 4.2.4) и получил широкое применение в ряде НИР ГЦ РАН: НИР № FMWG-2022-007 «Структурирование, визуализация, анализ и распространение геофизических данных»; РНФ № 21-77-30010 «Системный анализ динамики геофизических процессов в российской Арктике и их воздействие на развитие и функционирование инфраструктуры

железнодорожного транспорта»; РФФИ/ИАСА №20-57-82003, код «ИИАСА_т» «Системный анализ особенностей характера распространения COVID-19 для стран Европы и регионов России», а также в рамках совместных работ учебными и научными центрами: Новосибирским государственным университетом (НГУ), Казанским федеральным университетом (КФУ), Санкт-Петербургским горным университетом (СПГУ), Центром мониторинга Мьянмы и др. (подробнее в Разделе 4.3).

Таким образом, цифровая демонстрационная система со сферическим проекционным экраном ORBUS является востребованным инструментом для визуализации и обработки научной информации, обеспечивая интерактивный доступ к данным как научным исследователям, так и широкому кругу сторонних пользователей, позволяя эффективно взаимодействовать с научными данными. Система обеспечивает наглядное отображение сложных процессов и явлений, структур и взаимосвязей, что позволяет обеспечить более глубокое понимание исследуемых объектов. Благодаря интерактивности можно изучать различные сценарии взаимодействия, выявлять закономерности в пространстве и времени даже без глубоких специальных знаний.

4.3 Результаты внедрения аппаратно-программного комплекса

Разработанный многокомпонентный аппаратно-программный комплекс (АПК) активно применяется в научно-исследовательской деятельности Геофизического центра РАН.

Созданная база данных по крупнейшим нефтяным месторождениям мира стала фундаментом для систематизации, хранения и всестороннего анализа геологических, технологических и ресурсных характеристик нефтяных залежей. Геологические данные разработанной базы были использованы на этапе планирования и сопровождения процесса моделирования для изучения строения геологического разреза и свойств

пород, а также уточнения геодинамических особенностей территории для сопровождения наклонно-направленного бурения при добыче углеводородного сырья (Раздел 3.3).

Комплексная обработка и наглядная визуализация собранных данных обеспечили возможность моделировать процессы формирования и эволюции месторождений, а также объективно оценивать их потенциал и степень освоённости., что позволило минимизировать геологические риски и обеспечить точное размещение стволов скважин.

База данных стала инструментом для совершенствования методов геолого-геофизического анализа, разработки стратегий управления многоуровневыми гетерогенными данными и стала логичным дополнением раздела по полезным ископаемым ГИС-портала ГЦ РАН «ГИС-Россия». Интеграция данных в веб-сервис позволила использовать комплекс как эффективный инструмент научных исследований, обеспечивающий возможности стратегического планирования и обоснованного принятия решений в нефтяной отрасли.

Другим примером применения авторской базы данных по крупнейшим нефтяным месторождениям мира является ее использование в консалтинговых целях и для решения производственных задач ввиду следующих ключевых причин:

- Обеспечение централизованного доступа к информации: унифицированное хранилище и отображение данных в единой среде по каждому из представленных месторождений, что облегчает доступ к информации и управление информацией для различных подразделений внутри одной организации и между ними;

- Повышение эффективности принятия решений: наличие верифицированных данных позволяет аналитикам и руководству оперативно оценивать ситуации, планировать циклы работ, а также оптимизировать ресурсы и процессы;

- Управление рисками и безопасность: глобальные БД помогают отслеживать потенциальные угрозы, аварийные ситуации, экологические риски, что способствует более эффективному управлению процессами и соблюдению нормативных требований;

- Интеграция данных из разных источников: объединение гетерогенных разноформатных данных многих смежных областей (геологические, геофизические, технологические, экономические, экологические и др.) для различных стран, регионов и систем, создавая комплексную картину для стратегического планирования;

- Поддержка инноваций и новых технологий: использование больших объемов данных, методов работы с ними, а также передовых средств анализа и визуализации данных способствуют развитию новых технологий с помощью аналитики, моделирования, машинного обучения, ИИ.

Международное сотрудничество: глобальные БД, оснащенные специализированными веб-сервисами с соответствующим функционалом, упрощают обмен информацией между компаниями, государственными органами и партнерами по всему миру, обеспечивая политику Open Data (обмен данными) и способствуя более эффективной совместной работе.

Особую актуальность приобретает применение БД и веб-сервиса в образовательных целях: созданное геоинформационное обеспечение «БД – ГИС-проект – веб-сервис» работает в дистанционном режиме без необходимости установки специализированного ПО.

Дополнительные преимущества обеспечивает использование передовых средств визуализации, в том числе цифровой демонстрационной системы со сферическим проекционным экраном, что делает представление данных наглядным, интерактивным и технологически современным.

Активное развитие интерактивных визуализаций на базе цифровых демонстрационных систем стало драйвером расширения тематического охвата представляемых данных и наглядно демонстрирует широкие возможности

анализа и обработки научной информации. Такие решения обеспечивают удобный доступ к данным для широкого круга пользователей – от исследователей до специалистов, принимающих управленческие решения. В результате технологии интерактивной визуализации активно развиваются не только в научной среде, но и в образовательной и прикладной сферах, где используются для решения конкретных производственных задач.

АПК со сферическим проекционным экраном с интегрированным геоинформационным обеспечением успешно зарекомендовал себя в качестве эффективного инструмента прикладной визуализации научных данных в ведущих учебных заведениях, научно-исследовательских центрах и музеях (Приложение Б):

- Научно-образовательном центре Новосибирского государственного университета НГУ «Эволюция Земли» (г. Новосибирск, Россия; договор № 482-2018 от 28 сентября 2018 г.);
- Московском кадетском корпусе «Пансион воспитанниц Министерства обороны Российской Федерации» (г. Москва, Россия; договор № 02-07 от 22 июля 2019 г.);
- Казанском Суворовском военном училище Министерства обороны Российской Федерации (г. Казань, Россия; договор № 2Б от 28 ноября 2019 г.);
- Геологическом музее им. А. А. Штуkenберга института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета КФУ (г. Казань, Россия; договор № 0.1.1.59-02/1116/19, 20.12.2019 г.) (Рисунок 4.3.1);
- Музее Санкт-Петербургского горного университета (г. Санкт-Петербург, Россия; договор № Д0787(223)-09/21 от 28 сентября 2021 г.);
- Центре мониторинга геофизических данных (г. Янгон, Республика Союза Мьянмы; договор № 1689 от 19 мая 2023 г.);
- Музее мирового океана (г. Калининград, Россия; договор № ИСВ-11-2024-1, договор № ИСВ-11-2024-2 от 28 ноября 2024 г.).



Рисунок 4.3.1 – Аппаратно-программный комплекс в музее КФУ

Система визуализации ORBUS регулярно эксплуатируется на крупных международных конференциях и выставках. Так, в 2024 г. она была частью экспозиции Минобрнауки России на выставке «РОССИЯ-2024» на ВДНХ (г. Москва, Россия) в разделе «Десятилетие науки и технологий» (Рисунок 4.3.2). В 2025 году система ORBUS была представлена на V Конгрессе молодых ученых на площадке Научно-технологического университета «Сириус» (г. Сочи, Россия) для демонстрации развития Арктической зоны России.



Рисунок 4.3.2 – Цифровая система визуализации со сферическим проекционным экраном ORBUS на выставке «РОССИЯ-2024»

Еще одним направлением применения АПК стало проведение тематических лекций в рамках Фестиваля науки и проекта «Академический класс» для учащихся старшего школьного возраста, абитуриентов и студентов начальных курсов. Проект «Академический час», одной из задач которого является формирование у школьников представления о современных возможностях научно-исследовательской деятельности и, возможно, о своей будущей профессии, объединяет усилия учителей школ, ресурсы сетевых учреждений Департамента образования и науки города Москвы, Министерства образования и науки Российской Федерации и подведомственных ему научных организаций и вузов. Цель – понятным и доступным языком рассказать о процессах и явлениях планеты Земля, а также о перспективах российской науки (Рисунок 4.3.3).

Кроме того, на протяжении трех лет в ГЦ РАН ведутся лекции для студентов в рамках плана работ Научно-образовательного центра «Геодинамика и геоэкология недр: моделирование, прогноз и мониторинг»,

организованного при ГЦ РАН совместно с кафедрой безопасности и экологии горного производства (БЭП) Горного института НИТУ МИСИС (руководители проф. К. С. Коликов и проф. В. Н. Татаринов).



Рисунок 4.3.3 – Лекция в рамках образовательного цикла
«Академический час»

Таким образом, потенциал применения подобных методов геовизуального анализа способствует расширению как индуктивных подходов, базирующихся на структурировании массивов данных и их интеллектуальной обработке, так и дедуктивных подходов, предполагающих формирование выводов на основе совокупности ранее установленных фактов, закономерностей и взаимосвязей, что приводит к существенному увеличению аналитических возможностей пользователя.

4.4. Выводы

В результате выполненных исследований достигнуты следующие результаты:

1. Разработан веб-сервис, обеспечивающий универсальный доступ к первичным и обработанным данным по крупнейшим нефтяным

месторождениям, который предназначен для проведения аналитических геологических исследований как совокупностей месторождений, так и отдельных объектов в пространственно-временном контексте. Расширенный набор алгоритмических инструментов обеспечивает не только совместимость и визуализацию данных, но и их обработку и анализ, при этом не требуя от пользователя установки специализированного программного обеспечения;

2. Создана цифровая система визуализации ORBUS со сферическим проекционным экраном, позволяющая максимально репрезентативно и динамично представить месторождения из базы данных. Такой формат визуализации формирует целостное представление о глобальном распределении крупнейших месторождений нефти и обеспечивает возможности их анализа;

3. Аппаратно-программный комплекс, объединяющий в себе систему визуализации со сферическим проекционным экраном и геоинформационное обеспечение, успешно использован как в научной деятельности, так и в образовательной и прикладной сферах для решения конкретных производственных задач.

Результаты проведенных исследований позволили сформулировать **третье научное положение.**

Разработан аппаратно-программный комплекс, интегрированный с геоинформационным обеспечением, реализующий многомерное картографическое представление и интерактивное взаимодействие с результатами анализа нефтяных месторождений на базе цифровой системы визуализации со сферическим проекционным экраном для расширения возможностей верификации, апробации и представления результатов геоинформационного анализа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой завершённую научно-квалификационную работу, в которой решена актуальная научная задача разработки и апробации современного геоинформационного обеспечения для пространственного анализа условий локализации и оценки стратегических направлений развития крупнейших нефтяных месторождений в пределах основных нефтегазоносных провинций, что имеет важное народнохозяйственное значение и вносит значительный вклад в развитие методологических основ геоинформатики. Проведённые исследования позволили сформировать единую методологию работы с пространственными данными по нефтяной тематике, включающую систематизацию разрозненной информации, её интеграцию, аналитическую обработку, геоинформационную интерпретацию и визуализацию в интерактивной цифровой среде.

Основные научные и практические результаты работы, полученные лично автором, заключаются в следующем:

1. Выполнен анализ существующего базового научно-методического и программно-аналитического обеспечения геоинформационных технологий и опыта их применения при решении задач поиска и разведки нефтяных месторождений, что позволило выявить основные методические ограничения существующих геоинформационных решений и обосновать необходимость их дальнейшего развития.

2. Исследованы геопространственные закономерности локализации крупнейших нефтегазоносных провинций на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных, что послужило основой для формирования систематизации и классификации локализаций крупнейших скоплений углеводородов.

3. Собраны, классифицированы и интегрированы разноформатные и разновременные данные по нефтяным месторождениям крупнейших

нефтегазоносных провинций в единую унифицированную ГИС-среду на базе платформы NextGIS QGIS.

4. Произведена рейтинговая оценка перспективности крупнейших нефтяных месторождений на основе показателей технологичности освоения и индекса относительной капиталоемкости ($CAPEX_{rel}$) разработанного методологического подхода для обоснования перспектив их освоения и эксплуатации.

5. Разработан и реализован геоинформационный веб-сервис, обеспечивающий интерактивный доступ к данным, их централизованное хранение, визуализацию, фильтрацию, проведение пространственно-временных исследований и аналитическую обработку без необходимости установки специализированного ПО.

6. Разработаны специализированные программные решения и адаптированы новые данные для цифровой демонстрационной системы ORBUS со сферическим проекционным экраном, обеспечивающей наглядную, интуитивно-понятную и высокоэффективную форму представления информации о крупнейших нефтяных месторождениях и закономерностях их глобального пространственного распределения.

7. Проведена процедура валидации и верификации разработанного геоинформационного обеспечения, предназначенного для выявления базовых закономерностей локализации крупнейших месторождений нефти в пределах нефтегазоносных провинций и повышения эффективности геолого-аналитических исследований для обоснования перспективности и стратегий их освоения и эксплуатации.

8. Полученные результаты позволили создать и внедрить многокомпонентный геоинформационный комплекс, включающий специализированную базу данных, ГИС-проект, веб-сервис и цифровую систему визуализации со сферическим проекционным экраном. Разработанный комплекс является современным инструментом для проведения фундаментальных и прикладных исследований, направленных на

изучение крупнейших нефтяных месторождений России и мира, который может быть использован в научно-аналитической и образовательной целях.

Представленные в диссертации результаты обладают научной новизной и практической значимостью и могут быть использованы в исследованиях по нефтегазовой геологии, геоинформационному картографированию, пространственному анализу и цифровой визуализации геолого-геофизической и горно-геологической информации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агафонов В. В. Интегральный подход к процессу подготовки ТЭО кондиций // Уголь. – 2019. – № 2. – С. 73–76.
2. Агафонов В. В., Яхеев В. В., Варыгин С. О. Интегральная оценка схем подготовки шахтных и выемочных полей // Уголь. – 2021. – № 12. – С. 38–40.
3. Агафонов В. В., Скрипка А. В., Яхеев В. В., Кабиров М. П., Гурков А. А., Снигирев В. В. Оптимизация производственно-логистической системы угледобывающих предприятий с помощью имитационного моделирования // Уголь. – 2022. – № 5 (1154). – С. 68–71.
4. Алиева С. А. Геодинамические и геологические факторы образования крупных месторождений углеводородов в подсолевых отложениях Северо-Каспийского региона // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2020. – № 63 (2). – С. 47–60. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-2-47-60.
5. Алыгулиев Р. М., Алекперова И. Я. Проблема Big Data в нефтегазовой отрасли: состояние и перспективы // Информационные технологии. – 2016. – Т. 22. – № 11. – С. 862–869.
6. Ахметов А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 221 с.
7. Бадретдинов И. А., Карпов В. Г. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С. 1–10.
8. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа. – Москва: МГУ, 2000. – 384 с.
9. База данных Геологической службы США Mineral Resources Data [Электронный ресурс] – URL: <https://mrdata.usgs.gov> (дата обращения 21.12.2019).

10. База данных о месторождениях и ресурсах Канады ГЕОСКАН GEOSCAN Database [Электронный ресурс] – URL: <https://geoscan.nrcan.gc.ca/> (дата обращения 21.05.2024).

11. Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – Москва: Недра, 1971. – 544 с.

12. Бакиров Э. А., Ермолкин В. И., Ларин В. И., Мальцева А. К., Рожков Э. Л. Геология нефти и газа: учебник для вузов. – Москва: Недра, 1990. – 240 с.

13. Басаргин А. А. Проектирование структуры базы данных для подсчета запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2014. – Т. 1. – № 2. – С. 189–193.

14. Баширов К. И., Костенко М. С., Дятлов А. М. Опыт использования Больших Данных в российских нефтяных компаниях // Вестник магистратуры. – 2019. – № 8–2(95). – С. 21–23.

15. Белов С. В., Бурмистров А. А., Соловьев А. А., Кедров Э. О., Забаринская Л. П. Интегрированный системный анализ базы данных «Карбонатиты и кимберлиты мира» с применением ГИС-технологии // Известия Секции наук о Земле РАЕН. – 2008. – № 18. – С. 41–70.

16. Белонин М. Д., Маргулис Л. С. Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 1–18.

17. Бобков А. Е., Леонов А. В. Виртуальный глобус: история и современность // Научная визуализация. – 2017. – № 9 (2). – С. 49–63.

18. Богоутдинов Ш. Р., Шустер В. Л., Агаян С. М., Цаган-Манджиев Т. Н., Кафтан В. И. Оценка перспектив нефтегазоносности фундамента в центральной части Западной Сибири с применением алгоритмов нечеткой логики и системного анализа // Международный научно-технический и производственный электронный журнал «Науки о Земле» (International scientific, technical and industrial electronic journal «Geo Science»). – 2015. – №2. – С. 5–30.

19. Бондур В. Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследования Земли из космоса. – 2010. – №6. – С. 3–17.
20. Боливар месторождение [Электронный ресурс] – URL: <http://www.nftn.ru/oilfields/america/venezuela/bolivar/43-1-0-1066> (дата обращения 01.11.2016).
21. Борисов Д. Н., Фахретдинов П. С., Романов Г. В. Синтез аммониевых соединений на основе децена-1 и их влияния на вязкость высокопарафинистой нефти // Нефтегазовое дело. – 2007. – С. 1–10.
22. Бояршинов Г. С., Пресняков С. В., Одинцова А. А. Интеграция передовых средств 3D визуализации геоданных в исследовательские и учебнообразовательные процессы // Материалы VI Всероссийской конференции с международным участием «Информационные технологии для наук о Земле и цифровизация в геологии и горнодобывающей промышленности». – 2022. – Владивосток, 3–7 октября 2022. – С. 53–54
23. Бояршинов Г. С., Захарова А. А. Системы интерактивной визуализации на основе гиперглобусов // GeoContext. – 2022. – Т. 10. – №1– С. 64–76.
24. Брили, Р., Майерс С., Аллен Ф. Принципы корпоративных финансов – Москва: Олимп-Бизнес, 2014. – 1008 с.
25. Бритиш Петролеум: статистический обзор мировой энергетики [Электронный ресурс] – URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>.
26. Васильев Ю. С., Волкова В. Н., Козлов В. Н. Теории систем и системный анализ: истоки и перспективы // SAEC. – 2021. – №1. – С. 1–23.
27. Вассоевич Н. Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 1975. – № 5. – С. 3–23.

28. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция [Электронный ресурс] – URL: <http://www.mining-enc.ru/v/volgo-uralskaya-neftegazonosnaya-provinciya/> (дата обращения 17.03.2025).

29. Волож Ю. А., Абукова Л. А., Рыбальченко В. В., Меркулов О. И. Формирование месторождений нефти и газа в глубокопогруженных углеводородных системах: на пути к универсальной поисковой концепции // Геотектоника. – 2022. – Т. 56. – № 5. – С. 586–606.

30. Воропаева Е. В., Агафонов В. В. Технологическое обоснование реконструкции угольных шахт на базе квалитметрической интегральной оценки георесурсного потенциала и основных уровней производства // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № 2 (9). – С. 3–7.

31. Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Оленин В. Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. 2-е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Недра, 1990. – 411 с.

32. Высоцкий В. И., Дмитриевский А. Н. Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Российский химический журнал. – 2008. – №6 – С. 1–7.

33. Габитов Г. Х., Дыбленко В. П., Евченко В. С., Кузнецов О. Л., Лукьянов Ю. В., Назмиев И. М., Солоницин С. Н. Повышение нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами с использованием физических методов в поле нестационарного заводнения // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 96–97.

34. Галанина В. А. Базы данных: введение в теорию реляционных баз данных. – Санкт-Петербург: ГУАП, 2008. – 107 с.

35. Гатиятуллин Н. С. Перспективы нефтегазоносности докембрийских комплексов // Георесурсы. – 2011. – № 1 (37). – С. 1–4.

36. Гвишиани А. Д., Белов С. В., Агаян С. М., Родкин М. В., Морозов В. Н., Татаринев В. Н., Богоутдинов Ш. Р. Геоинформационные технологии: методы искусственного интеллекта при оценке тектонической стабильности Нижнеканского массива // Инженерная экология. – 2008. – № 2. – С. 3–14.

37. Гвишиани А. Д., Агаян С. М., Богоутдинов Ш. Р., Соловьев А. А. Дискретный математический анализ и геолого-геофизические приложения // Вестник Камчатской региональной организации «Учебно-научный центр». Серия: Науки о Земле. – 2010. – № 2. – С. 109–125.

38. Гвишиани А. Д., Вайсберг Л. А., Татаринев В. Н., Маневич А. И. Системный анализ в горных науках и уменьшении природного ущерба // Материалы Международной конференции «Системный анализ: моделирование и управление», посвященной памяти академика А. В. Кряжимского. – 2018. – С. 43–45.

39. Гвишиани А. Д., Дзедобоев Б. А., Агаян С. М. Интеллектуальная система распознавания FCAZm в определении мест возможного возникновения сильных землетрясений горного пояса Анд и Кавказа // Физика Земли. – 2016. № 4. – С. 3–23.

40. Гвишиани А. Д., Кафтан В. И., Красноперов Р. И., Татаринев В. Н., Вавилин Е. В. Геоинформатика и системный анализ в геофизике и геодинимике // Физика Земли. – 2019. – № 1. – С. 42–60. DOI: 10.31857/S0002-33372019142-60.

41. Гвишиани А. Д., Панченко В. Я., Никитина И. М. Системный анализ Больших данных для наук о Земле // Вестник РАН. – 2023. – Т. 93. – № 6. – С. 518–525. DOI: 10.31857/S0869587323060087.

42. Гвишиани А. Д., Розенберг И. Н., Соловьев А. А. Геофизические процессы в Арктике и системный анализ их воздействия на функционирование и развитие транспортной инфраструктуры // Мир транспорта. – 2023. – Т. 21. № 3(106). – С. 6–34. DOI: 10.30932/1992-3252-2023-21-3-1.

43. Гвишиани А. Д., Татаринев В. Н., Кафтан В. И., Лосев И. В., Маневич А. И. ГИС-ориентированная база данных для системного анализа и прогноза геодинамической устойчивости Нижне-Канского массива // Исследование Земли из космоса. – 2021. – №1. – С. 53–66. DOI: 10.31857/S020596142101005X.

44. Гвишиани Д. М. Мосты в будущее (о зарождении системного анализа). – Москва: URSS, 2004. – 368 с.

45. Географический энциклопедический словарь: географические названия / под ред. А. Ф. Трешникова. – Москва: Советская энциклопедия, 1989. – 592 с.

46. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / под ред. С. В. Багманова, А. С. Степанов, А. В. Коломоец, М. П. Трифонова. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 127 с.

47. Геология нефти, справочник. Т. 2, кн. 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран / Под ред. И. В. Высоцкого. – Москва: Недра, 1968. – 804 с.

48. Гладков. Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 84 с.

49. Голенкова Н. П. Персидского залива нефтегазоносный бассейн / Горная энциклопедия под редакцией Е. А. Козловского. – Москва: Советская энциклопедия, 1984. – 595 с.

50. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – Москва: Недра, 1986. – 608 с.

51. Гончаренко С. Н., Лачихина А. Б. Мониторинг инцидентов безопасности геоинформационной системы управления и контроля деятельности промышленного предприятия // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 3. – С. 108–116.

52. Гончаренко С. Н., Лачихина А. Б. Построение модели горно-геологической информационной системы промышленного предприятия в защищенном исполнении // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2023. – № 6. – С. 39–55.

53. Гончаренко С. Н., Яхеев В. В. Компьютерное моделирование корпоративной системы информационной безопасности геоинформационных технологий промышленного предприятия // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 2. – С. 81–96.

54. Горев С. М. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2003. – 263 с.

55. ГОСТ Р 53579-2009 Система стандартов в области геологического изучения недр (отчет о геологическом изучении недр). Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.12.2009 № 877-ст. – URL: https://www.rfgf.ru/storage/dokumenty/fondohranilishe/GOST53579_2009.pdf (дата обращения 25.05.2025).

56. Григоренко Ю. Н. Прогноз крупных месторождений УВ – основа стратегии освоения регионов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – №1. – С. 1–17.

57. Губкин И. М. Мировые нефтяные месторождения. – Москва; Ленинград; Новосибирск: ОНТИ НТКП СССР Главная редакция горно-топливной и геологоразведочной литературы, 1934. – 368 с.

58. Губкин И. М. Учение о нефти. Учебник для нефтяных вузов. – Москва; Ленинград: ОНТИ НТКП СССР, Главная редакция горно-топливной и геологоразведочной литературы, 1937. – 458 с.

59. Дейт К. Дж. Введение в системы баз данных, 8-е издание. – Москва: Вильямс, 2005. – 1328 с.

60. Дикенштейн Г. Х., Дорошко С. М. Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. – Москва: Наука, 1985. – 184 с.

61. Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке на примере крупнейших месторождений нефти мира [Электронный ресурс] – URL: <http://geology-gis.gcras.ru> (дата обращения 21.05.2025).

62. Дамодаран А. Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов – Москва: Альпина Паблишер, 2016. – 1340 с.

63. Дмитриевский А. Н. Ресурсно-инновационное развитие экономики России // Академия энергетики. – 2010. – № 6 (38) – С. 44–45.

64. Документация GDAL [электронный ресурс] – URL: <https://gdal.org/en/stable/> (дата обращения 11.11.2024).

65. Документация NextGIS QGIS [электронный ресурс] – URL: https://docs.nextgis.ru/docs_ngqgis/source/index.html (дата обращения 11.11.2024).

66. Документация Advancing Geospatial Standards and Technology [электронный ресурс] – URL: https://docs.nextgis.ru/docs_ngqgis/source/index.html (дата обращения 11.11.2024).

67. Документация Python [электронный ресурс] – URL: <https://www.python.org/> (дата обращения 25.01.2023).

68. Дюльдев А. А. Перспективные направления добычи углеводородов в России // Российское предпринимательство. – 2013. – № 11 (233). – С. 91–103.

69. Европейская платформа для обмена геологическими данными, включая информацию о полезных ископаемых European Geological Data Infrastructure [Электронный ресурс] – URL: <https://www.europe-geology.eu/> (дата обращения: 17.05.2025).

70. Западная Сибирь. Геологический разрез [Электронный ресурс] – URL: <https://www.sbras.ru/ru/news/44769> (дата обращения: 19.03.2025).

71. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция [Электронный ресурс] – URL: <http://www.mining-enc.ru/z/zapadno-sibirskaya-neftegazonosnaya-provinciya/> (дата обращения: 19.03.2025).

72. Зарипов С. С. Большие данные и аналитика: как данные трансформируют нефтегазовую отрасль // Инновационные подходы к решению современных проблем: комплексный анализ и практическое применение: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. – Стерлитамак: Аэтерна. 2024. – С. 89–92.

73. Интеллектуальная ГИС «Данные наук о Земле по территории России» [Электронный ресурс] – URL: <http://gis.gcras.ru/> (дата обращения 01.04.2025).

74. Информационное агентство России: шельфовая добыча – история и современность [Электронный ресурс] – URL: <https://spec.tass.ru/first-in-the-arctic/shelfovaya-dobycha> (дата обращения 21.05.2025).

75. Каламкаров Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – Москва: Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 570 с.

76. Каленина М. А. Методы системного анализа. Декомпозиция. Анализ. Синтез // Экономика и социум. – 2018. – № 12 (55). – С. 1–6.

77. Камаев А. А., Маневич А. И., Татаринцов В. Н., Одинцова А. А. Геологическое картографирование на основе текстурного анализа матриц совместных вероятностей спутниковых изображений // Геодезия и картография. – 2025. – № 12. – С. 38–45.

78. Квейд Э. Анализ сложных систем. – Москва: Советское радио, 1969. – 520 с.

79. Козловский Е. А. Горная энциклопедия. – Москва: Советская энциклопедия, 1984. – 560 с.

80. Клубов В. А., Крылов Н. А., Мкртчян О. М. Размещение залежей нефти и газа на древней платформе в связи со стадийностью ее тектонического развития // В кн.: Древние платформы и их нефтегазоносность / под ред. Хаина В. Е., Чепикова К. Р. – Москва: Наука, 1981. – С. 23–27.

81. Красноперов Р. И., Соловьев А. А. Аналитическая геоинформационная система для комплексных геолого-геофизических исследований на территории России // Горный журнал. – 2015. – № 10. – С. 89–93. DOI: 10.17580/gzh.2015.10.16.

82. Красноперов Р. И., Соловьев А. А., Николов Б. П., Жарких Ю. И., Груднев А. А. Интерактивное веб-приложение для комплексного изучения пространственной информации по наукам о Земле с использованием базы геоданных ГЦ РАН // Исследования по геоинформатике. – 2016. – Т. 4. – № 1. – С. 1–7. DOI: 10.2205/2016BS039.

83. Краюшкин В. А. Природа сверхгигантских скоплений нефти и газа // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – 2008. – № 1. – С. 19–54.
84. Крылов А. П., Глоговский М. М., Мирчинк М. Ф., Николаевский Н. М., Чарный И. А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Второе издание. – Москва: АНО ИКИ, 2004. – 416 с.
85. Кожанов Д. Д., Большакова М. А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. – 2024. – Т. 266. – С. 199–217.
86. Конторович А. Э., Лившиц В. Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика. – 2017. – № 12. – С. 1835–1852.
87. Кореньков В. В., Иванцова О. В., Филозова И. А. Технологии баз данных. Проектирование реляционных баз данных. – Москва: КУРС, 2022. – 128 с.
88. Кусанов Ж. К. Геологическое строение и продуктивная характеристика сложно построенных залежей нефти и газа Карачаганак-Кобландинской зоны поднятий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 3. – С. 16–23.
89. Кусанов Ж. К. Геолого-гидрогеологическая характеристика водоносных горизонтов карачаганак-кобландинской зоны поднятий северокаспийского артезианского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 18–24.
90. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Углеводороды арктической зоны Российской Федерации в мировой нефтегазовой индустрии // Арктические ведомости. – 2015. – № 3 (14). – С. 46–53.
91. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа

Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. – 2016. – № 2 (22). – С. 4–13.

92. Лисицкий Д. В. Перспективы развития картографии: от системы «Цифровая Земля» к системе виртуальной геореальности // Вестник Сибирского государственного университета геосистем и технологий. – 2013. – № 2 (22). – С. 8–16.

93. Максимов С. П. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Книга вторая. – Москва: Недра, 1987. – 303 с.

94. Мастепанов А. М. Экономика нефтегазового комплекса: учеб. пособие для вузов. – Москва: Недра, 2012. – 480 с.

95. Мельник В. В., Агафонов В. В. Развитие методологии проектирования и обоснования функциональных структур предприятий подземной угледобычи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 1. – С. 363–371.

96. Мельник В. В., Агафонов В. В. Синтез и комплексная оптимизация функциональной структуры технологических систем угольных шахт // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № S1. – С. 175–189.

97. Мельник В. В., Эссальников А. О. Разработка алгоритма поэтапного повышения производительного времени работы подготовительного забоя шахты «Северная» АО «Ургалуголь» // Маркшейдерский вестник. – 2021. – № 5–6 (144–145). – С. 62–67.

98. Метелкин Д. В., Верниковский В. А., Матушкин Н. Ю. Региональная геология России. Учебное пособие для студентов геологических специальностей. – Новосибирск: НГУ, 2010. – 83 с.

99. Мир нефти [Электронный ресурс] – URL: <http://www.mirnefti.ru/index.php?id=255> (дата обращения 12.06.2016).

100. Мирчинк М. Ф., Еременко Н. А., Клубов В. А. и др. Критерии нефтегазогеологического районирования и прогноза нефтяных недр //

Принципы нефтегазогеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. – 1976. – С. 68–80.

101. Моделевский М. С., Моделевский М. М. Минеральные ресурсы России // Экономика и управление. – 2015. – № 6. – С. 67–73.

102. Морозов В. Н., Каган А. И. К прогнозу локализации залежей углеводородов в центральных и шельфовых районах Камчатки // Недропользование 21 века. – 2014. – №5 – С. 48–54.

103. Морозов В. Н., Каган А. И., Колесников И. Ю., Татаринов В. Н. Прогнозирования мест локализации углеводородов в градиентных полях тектонических напряжений // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №5 (23). – С. 57–60.

104. Москальков А. В. Применение аналитики Больших данных в нефтегазовой отрасли // Вестник Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова. Вступление. Путь в науку. – 2021. – Т. 11. – № 1 (33). – С. 88–99.

105. Муслимов Р. Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Казань: Фэн АН РТ, 2007. – 316 с.

106. Нелюбин В. В., Щербакова С. В., Копылова Н. Н. Прогнозно-минерагеническая карта перспектив нефтегазоносности. ВСЕГЕИ. 2010 год. Доступно на сайте <http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/index.php>.

107. Нефтегазоносная провинция Персидского залива [Электронный ресурс] – URL: <http://www.mining-enc.ru/p/persidskogo-zaliva-neftegazonosnyj-bassejn/> (дата обращения 17.03.2025).

108. Нефтегазоносные провинции мира [Электронный ресурс] – URL: <https://oborudka.ru/handbook/79.html> (дата обращения 01.09.2016).

109. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Книга вторая. – Москва: Недра, 1987. – 303 с.

110. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной

приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477: распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р.

111. Общая стратиграфическая (геохронологическая) шкала фанерозоя и докембрия [Электронный ресурс] – URL: http://www.vsegei.ru/ru/info/stratigraphic_scale/ (дата обращения 01.09.2016).

112. Одинцова А. А., Рыбкина А. И., Самохина О. О., Астапенкова А. А. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2017620942 «База данных по крупнейшим месторождениям углеводородов «ROSA (РОСА) с запасами более 1000 млн т». Дата гос. регистрации в Реестре баз данных 18 августа 2017 г.

113. Одинцова А. А., Гвишиани А. Д., Рыбкина А. И., Самохина О. О., Астапенкова А. А., Фирсова Е. Ю. Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке на примере крупнейших месторождений мира: ГИС-проект и веб-сервис (Часть I) // Геоинформатика. – 2017. – № 4. – С. 2–6.

114. Одинцова А. А., Гвишиани А. Д., Рыбкина А. И., Самохина О. О., Астапенкова А. А., Фирсова Е. Ю. Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке на примере крупнейших месторождений мира: ГИС-проект и веб-сервис (Часть II) // Геоинформатика. – 2018. – № 1. – С. 3–10.

115. Одинцова А. А., Рыбкина А. И. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2018620639 «База данных по месторождениям углеводородов на территории РФ с запасами от 100 до 1000 млн т «ROSA 2.0 (РОСА 2.0)». Дата гос. регистрации в Реестре баз данных 27 апреля 2018 г.

116. Одинцова А. А., Рыбкина А. И. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2018620640 «База данных по месторождениям углеводородов на территории РФ с запасами менее 100 млн т «ROSA 3.0 (РОСА 3.0)». Дата гос. регистрации в Реестре баз данных 27 апреля 2018 г.

117. Одинцова А. А., Николова Ю. И. База сферических визуализаций: движения палеотектонических реконструкций за период 1000-520 Ma /

Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2019620674 от 25 апреля 2019 г.

118. Одинцова А. А., Николова Ю. И. База сферических визуализаций: ROSA 1.0 / Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2019621722 от 08 октября 2019 г.

119. Оил.Эксперт [Электронный ресурс] – URL: <http://www.oilexp.ru/news/sostavlen-plan-razrabotki-ratavi-gigantskogo-mestorozhdeniya-nefti-v-irake/6197/> (дата обращения 01.11.2016).

120. Онлайн-ресурсы Российского Федерального геологического фонда [Электронный ресурс] – URL: <https://www.rfgf.ru/info-resursy/onlajn-resursy> (дата обращения 18.06.2025).

121. Перегудов Ф. И., Тарасенко Ф. П. Введение в системный анализ. – Москва: Высшая школа, 1989. – 361 с.

122. Платэ А. Н., Веселовский А. В. База геолого-геофизических данных в контексте создания геоинформационной системы // Проблемы недропользования. – 2016. – № 2. – С. 39–45.

123. Пресняков С. В., Бояршинов Г. С., Одинцова А. А., Боровская Т. Е., Дьяков В. ORBUS 3.0 / Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022683072 от 30 ноября 2022 г.

124. Пресняков С. В., Бояршинов Г. С., Одинцова А. А., Боровская Т. Е., Дьяков В. ORBUS 3.1 / Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669257 от 12 сентября 2023 г.

125. Пучков В. Н., Козлов В. И. Особенности тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области // Георесурсы. – 2005. – № 1(16). – С. 24–27.

126. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. – Москва: Наука, 1978. – 144 с.

127. Рагозин В. И. Нефть и нефтяная промышленность. – Санкт-Петербург: Типография Товарищество «Общественная польза», 1984. – 561 с.

128. Распоряжение МПР РФ от 05.04.2007 N 23-р (ред. от 04.02.2009) «Об утверждении Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 1 ноября 2005 г. N 298.

129. Ратави [Электронный ресурс] // Геологическая энциклопедия URL: http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog/4303/%D0%A0%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%B2%D0%B8 (дата обращения 01.11.2016).

130. Рыбкина А. И., Бобков А. Е., Никифоров О. В., Пятыгина О. О. Программно-аппаратный комплекс для визуализации геофизических данных на сферическом экране // Научная визуализация. – 2015. – Т.7. – № 2. – С. 38–49.

131. Саймон Г. А. Методологические основания экономики // Системные исследования. – 1991. – С. 91–109.

132. Свидетельства о регистрации базы данных Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ) [Электронный ресурс] – URL: http://www.vnigri.spb.ru/research/information_resources/databases.php (дата обращения 01.09.2016).

133. Серикова У. С., Алланазарова М. А. Перспективы поисков месторождений нефти и газа в глубокозалегающих отложениях акватории Южного Каспия // Proceedings of Higher Educational Establishments: Geology and Exploration. – 2023. – № 2. С. 33–46.

134. Ситдикова Л. М., Изотов В. Г. Геодинамические условия формирования деструкционных резервуаров углеводородов глубоких горизонтов земной коры // Георесурсы. – 2003. – №4 (12). – С. 17–22.

135. Скоробогатов В. А., Соловьев Н. Н. Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах. // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения

газодобывающих районов России до 2030 года. – 2013. – № 5 (16). – № 5 (16). – С. 43–52.

136. Соболев В. Н., Гнигоренко Ю. Н. Углеводородные системы Персидского залива // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – №4. – С. 1–23.

137. Статистические данные о добыче, потреблении и торговле минералами в мире Mineral Industry Data [Электронный ресурс] – URL: <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/mineral-commodity-summaries> (дата обращения: 19.05.2025).

138. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. – Москва: Недра, 1976 г. – 600 стр.

139. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – Москва: Газоил пресс, 2006. – 199 с.

140. Субботин А. Л. Классификация. – Москва: ИФ РАН, 2001. – 94 с.

141. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Москва: Недра, 1985. – 280 с.

142. Татаринов В. Н., Маневич А. И., Лосев И. В. Системный подход к геодинамическому районированию на основе искусственных нейронных сетей // Горные науки и технологии. – №3. – 2018. – С.14–25. DOI: 10.17073/2500-2018-14-25.

143. Темкин И. О., Куляница А. Л., Дерябин С. А. Вычислительные модели взаимодействия автономных мобильных агентов транспортного комплекса горных предприятий // Информация и космос. – 2017. – № 2. – С. 65–71.

144. Темкин И. О., Кубрин С. С., Куляница А. Л., Виленкин Е. С. Использование интеллектуальных систем управления роботизированными очистными комплексами в сложных горно-геологических условиях // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № S1. – С. 294–303.

145. Тумбинская М. В., Трегубов В. М., Денисов О. В., Чирикин А. В. Цифровизация нефтяной компании «Татнефть»: от автоматизации ручных

расчетов до технологий искусственного интеллекта // SORUCOM-2023/ – 2023. – С. 369–376. DOI: 10.31144/SOR.978-5-6050958-0-4.

146. Ткачев А. В., Булов С. В., Рундквист Д. В., Похно С. А., Вишневская Н. А., Никонов Р. А. Веб-ГИС «Крупнейшие месторождения мира» // Геоинформатика. – 2015. – № 1. – С. 47–59.

147. Ткачев А. В., Черкасов С. В., Кассар Д., Рундквист Д. В., Булов С. А., Вишневская Н. А., Гато К., Похно С. А. Геоинформационная система «Крупнейшие месторождения мира»: история прогресса // Россия - Франция: Геология без границ. – 2015. – С. 16–46.

148. Успенская Н. Ю. Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования // Геология нефти и газа. – 1972. – №8. – С. 1–8.

149. Успенская Н. Ю., Таусон Н. Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – Москва: Недра, 1972. – 296 с.

150. Федеральная государственная информационная система «Единый фонд геологической информации о недрах» [Электронный ресурс] – URL: <https://rosnedra.gov.ru/activity/informatsionnye-resursy-i-programmy/fgis-efgi/> (дата обращения 04.04.2025).

151. Федоровское нефтяное месторождение. Взгляд из прошлого в будущее [Электронный ресурс] – URL: <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/fyodorovskoe-neftyanoe-mestorozhdenie.html> (дата обращения 01.11.2016).

152. Фон Бергаланфи Л. (1972). «История и статус общей теории систем» // Журнал Академии управления. 1972. – № 15 (4). – С. 407–426.

153. Цифровая экономика [Электронный ресурс] – URL: <https://www.comnews.ru/digital-economy/content/238034/2025-02-28/2025-w09/1012/gazprom-neft-zapustila-cifrovuyu-sistemu-analiza-dannykh-dlya-proektirovaniya-mestorozhdeniy> (дата обращения 19.11.2024).

154. Цифровой двойник недр России [Электронный ресурс] – URL: <https://karpinskyinstitute.ru/ru/gisatlas/> (дата обращения 07.04.2025).

155. Чернова О. С. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных территорий. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 256 с.
156. Ческидов В. В., Яницкий Е. Б. Анализ информационных систем в горнодобывающей промышленности // Золото и технологии. – 2021. – № 3 (53). – С. 8–11.
157. Щукин С. И., Петров В. А., Полуэктов В. В., Устинов С. А. Геологическая база данных для моделирования и прогноза деформаций пород месторождения Антей Стрельцовского рудного узла // Горный журнал. –2015. –№ 2. – С. 21–26.
158. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – Москва: Недра, 1983. – 510 с.
159. ЭНКА – Проект разработки нефтяного месторождения «Маджнун» [Электронный ресурс] – URL: <http://www.enka.com/ru/portfolio-item/majnoon-oil-field-development/> (дата обращения 01.11.2016).
160. Южная Америка [Электронный ресурс] – URL: <http://www.studfiles.ru/preview/4582653/> (дата обращения 01.11.2016).
161. Abdalla R. Introduction to Geospatial Information and Communication Technology (GeoICT). Switzerland: Springer, 2016. – 167 p. DOI: 10.1007/978-3-319-33603-9_6.
162. Agayan S. M., Losev I. V., Belov I. O., Tatarinov V. N., Manevich A. I., Pasishnichenko M. A. Dynamic Activity Index for Feature Engineering of Geodynamic Data for Safe Underground Isolation of High-Level Radioactive Waste // Applied Sciences. – 2022 – Vol. 12 (4). P. 1–17. DOI: 10.3390/app12042010.
163. Agayan S. M., Tatarinov V. N., Gvishiani A. D., Bogoutdinov Sh. R., Belov I. O. Strong-Earthquake-Prone Areas FDPS algorithm in stability assessment of the Earth’s crust structural tectonic blocks // Russian journal of earth sciences. – 2020. – Vol. 20. – P. 1–43. DOI: 10.2205/2020ES000742.
164. Anirbid S., Kriti Y., Kamakshi R., Namrata B., Hemangi O., Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry // Petroleum Research. 2021. – Vol. 6. – Issue 4. – P. 379–391. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.009.

165. Bar-Yam Y. General features of complex systems. – UK: UNESCO, EOLSS Publishers, 2002. – p. 58.
166. Big data in Oil and Gas [Электронный ресурс] – URL: [Innowise https://innowise.com/blog/big-data-in-oil-and-gas/](https://innowise.com/blog/big-data-in-oil-and-gas/) дата обращения 23.06.2024).
167. Boyarshinov G. S., Popov A. B., Odintsova A. A., Gvozdik S. A., Rybkina A. I., Korolkova A.A. Application of geoportal's web-technologies in GIS, case study: interactive geology atlas // Russian Journal of Earth Sciences. – 2022. – Vol. 22. – № 3. – P. 1–9.
168. Brulé M. R. The Data Reservoir: How Big Data Technologies Advance Data Management and Analytics in E&P // General Data Reservoir Concepts Data Reservoir for E&P. – 2015. – P. 223–230.
169. Carman G., Hardwick P. Geology and regional setting of Kuparuk River Oil Field, Alaska // Oil and Gas Journal. – 1983. – Vol. 80 (47). – P. 153–158. DOI: 10.1306/03B5B6EB-16D1-11D7-8645000102C1865D.
170. Challenges of geospatial data integrations [Электронный ресурс] – URL: <https://www.safegraph.com/guides/geospatial-data-integration-challenges> (дата обращения 12.15.2025).
171. Cumo C. Ghawar field (Saudi Arabia) // Oil: A Cultural and Geographic Encyclopedia of Black Gold. – 2014. – Vol. 1. – P. 105–107.
172. Confrontation in the Gulf; The Oilfield Lying Below the Iraq-Kuwait Dispute [Электронный ресурс] – URL: <http://www.nytimes.com/1990/09/03/world/confrontation-in-the-gulf-the-oilfield-lying-below-the-iraq-kuwait-dispute.html> (дата обращения 01.11.2016).
173. Day J., Charles H., Klitgaard K., Gunn J., Ko J.-Y., Burger J. The Coming Perfect Storm: Diminishing Sustainability of Coastal Human-Natural Systems in the Anthropocene // Cambridge Prisms: Coastal Futures. – 2023. – Vol. 1. – P. 1–27. DOI: 10.1017/cft.2023.23.
174. Ernest L., Moran J., Thompson R. Measurement problems in the instrument and laboratory apparatus fields in Systems of Units. National and

International Aspects. – USA: American Association for the Advancement of Science, 1959. – 29 p.

175. Facey W. The Story of the Eastern Province of Saudi Arabia. – UK: Stacey International, 1994. – 160 p.

176. Fattah K., El-Katatney S., Dahab A. Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields // Journal of King Saud University, Engineering Sciences. – 2011. – Vol. 23. – № 1. – P. 49–66.

177. Febowitz J. Analytics in Oil and Gas: The Big Deal About Big Data // SPE Digital Energy Conference. – 2013. – P.17–25.

178. GEBCO (General Bathymetric Chart of the Oceans) [Электронный ресурс] // URL: http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/data_formats/.

179. Geospatial Data [Электронный ресурс] – URL: <https://www.gisanalytics.uk> (дата обращения 11.02.2025).

180. GIS Analytics [Электронный ресурс] – URL: http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/data_formats/

181. Global energy review 2025 [Электронный ресурс] – URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025> (дата обращения 17.05.2025).

182. Guangyou Zh., Milkov A., Li J., N. Xue, Chen Yu., Hu J., Li T., Zhang Zh., Chen Zh. Deepest oil in Asia: Characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 199 (4). – P. 1– 13. DOI:10.1016/j.petrol.2020.108246.

183. Gvishiani A. D., Agayan S. M., Bogoutdinov Sh. R., Tikhotsky S. A., Hinderer J., Bonnin J., Diament M. Algorithm FLARS and recognition of time series anomalies. System Research and Information Technologies. – 2004. – Vol. 3. – P. 7–16.

184. Gvishiani A. D., Soloviev A. A. Observations, Modeling and Systems Analysis in Geomagnetic Data Interpretation. – Switzerland: Springer International Publishing, 2020. – 311 p. DOI:10.1007/978-3-030-58969-1.

185. Halfaya oil field [Электронный ресурс] – URL: <http://www.petrochina-hfy.com/index.php?ac=article&at=list&tid=48> (дата обращения 01.11.2016).

186. Halfaya oil field [Электронный ресурс] – URL: <http://abarrelfull.wikidot.com/halfaya-oil-field> (дата обращения 01.11.2016).

187. IBM Report [Электронный ресурс] – URL: <https://www.ibm.com/downloads/cas/4VQXKX7Y> (дата обращения 01.11.2016).

188. John D. Grace, George F. Hart. Urengoy gas field – U.S.S.R., West Siberian Basin, Tyumen District // AAPG Special Volumes. – 1990. – Vol. TR. – P. 309–335.

189. Khater E., Ali S., Afify M. Using of geographic information systems (GIS) to determine the suitable site for collecting agricultural residues. – 2022 – Vol. 12. – P. 1–14. DOI: 10.1038/s41598-022-18850-0.

190. Konyuhov A. I. Maleki B. The Persian Gulf Basin: Geological History, Sedimentary Formations, and Petroleum Potential // Lithology and Mineral Resources. – 2006. – Vol. 41 (4). – P. 344–361.

191. Lewis C. J. Sarir Field in Structural Traps II, Treatise in petroleum geology // Atlas of oil and gas fields: AAPG Treatise in Petroleum Geology. – 1990. – P. 253–267.

192. Libes, S. The origin of petroleum in the marine environment // Introduction to Marine Biogeochemistry. – 2009. – P. 1–33.

193. Majnoon Field, Iraq [Электронный ресурс] – URL: <http://www.offshore-technology.com/projects/majnoon-field> (дата обращения 01.11.2016).

194. Mehdi M., Farshid T. Big Data analytics in oil and gas industry: An emerging trend // Petroleum. – 2020. / Vol. 6. / Issue 4. / P. 321–328, DOI: 10.1016/j.petlm.2018.11.001.

195. Mehta A. Tapping the Value from Big Data Analytics // J Pet Technol. 2016. – Vol. 68 (12). P. 40–41. DOI: 10.2118/1216-0040-JPT.

196. Merry K., Bettinger P., Crosby M., Boston K. Geographic information systems, Geographic Information System Skills for Foresters and Natural Resource Managers. – Netherlands: Elsevier, 2023. – 396 p.

197. Mineral Resources Database [Электронный ресурс] – URL: <https://mineralseducationcoalition.org/mining-minerals-information/minerals-database/> (дата обращения 11.04.2024).

198. Nahai L., Kimbell C. The petroleum industry of Iran. – USA: U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, 1963. – 112 p.

199. National [Электронный ресурс] – URL: <http://www.thenational.ae/business/energy/shell-has-shes-out-plans-for-majnoon-oilfield> (дата обращения 01.11.2016).

200. Odintsova A., Gvishiani A., Nakicenovic N., Rybkina A., Busch S., Nikolova J. The world's largest oil and gas hydrocarbon deposits: ROSA database and GIS project development // Russian Journal of Earth Sciences. – 2018. – Vol. 18. – № 3. – P. 1–14.

201. Odintsova A., Rybkina A., Nikolova J., Korolkova A. GIS Project ROSA: FAIR Principles in the Petroleum Industry // Data Science Journal. – 2020. – Vol. 19. – № 13. – P. 1–7.

202. Odintsova A. A., Tatarinov V. N. An Integrated Approach to Ranking the Development Potential of Petroleum Provinces // Russian Journal of Earth Sciences. – 2026. – Vol. 26. – P. 1–8.

203. Perrons Robert K, Jensen Jesse W. Data as an asset: What the oil and gas sector can learn from other industries about “Big Data” // Energy Policy. – 2015. – Vol. 81. – P. 117–121. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.02.020.

204. Pressley A. Elementary Differential Geometry. – UK: Springer, 2010. – 473 p.

205. Rahimpour-Bonab H., Enayati A., Navidtalab A., Mehrabi H. Appraisal of intra reservoir barriers in the Permo-Triassic successions of the Central Persian Gulf, Offshore Iran // Geologica Acta. – 2014. – Vol. 12 (1). – P.87–107. DOI: 10.1344/105.000002076.

206. Rebellion Energy Solutions [Электронный ресурс] – URL: <https://rebellionenergy.com/the-crucial-role-of-data-management-in-the-oil-and-gas-industry> (дата обращения 23.06.2024).

207. Riedl A. State-of-the-art of tactile hyperglobes // True-3D in cartography – autostereoscopic and solid visualisation of geodata, Springer Lecture Notes in Geoinformation and Cartography. – 2012. – P. 215–226. DOI: 10.1007/978-3-642-12272-9_14.

208. Roger Tomlison [Электронный ресурс] – URL: <https://www.ucgis.org/site/roger-tomlinson/> (дата обращения 01.08.2023).

209. Roberts F. S. What is Big Data and how has it changed? // Book of Abstracts of the International Conference “Data Intensive System Analysis for Geohazard Studies”. – Moscow: GC RAS, 2016. – p. 40–52.

210. Rybkina A. I., Odintsova A. A., Gvishiani A. D., Samokhina O. O., Astapenkova A. A. Development of geospatial database on hydrocarbon extraction methods in the 20th century for large and super large oil and gas deposits in Russia and other countries // Russian Journal of Earth Sciences. – 2016. – Vol. 16 (6). – P. 1–4. DOI: 10.2005/2016ES000584.

211. Sahin A., Saner S. Statistical distributions and correlations of petrophysical parameters in the Arab-D reservoir, Abqaiq oilfield, Eastern Saudi Arabia // Journal of Petroleum Geology. – 2001. – Vol. 24. – Issue 1. – P. 101–114.

212. Salman S., Dmitry E. Kuche and Yujian Yang. Geospatial Data: Acquisition, Applications, and Challenges. Exploring Remote Sensing // Methods and Applications. – 2024. – P. 1–25.

213. Sanford R. M. Sarir oil field, Libya – desert surprise // Geology of giant petroleum fields: American Association of Petroleum Geologists Memoir. – 1970. – Vol. 14. – P. 449–476.

214. Saudi Aramco Khurais Mega Project, Khurais, Saudi Arabia [Электронный ресурс] – URL: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/khurais/> (дата обращения 01.11.2016).

215. Open Data in a Big Data World. – France: International Council for Science, 2015. – 17 p.
216. Sergeyeva N. A., Nisilevich M. V., Panteleyev D. V., Zabarinskaya L. P. Development of the user interface for geomagnetic database // Geoinformatics Research Papers. – 2016. – Vol. 4. – P. 1–6. DOI:10.2205/2016BS08Sochi.
217. Shell Global [Электронный ресурс] – URL: <http://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2014/shell-lifts-first-crude-oil-from-the-majnoon-oilfield.html>(дата обращения 01.11.2016).
218. Shwadran B. Middle East Oil: Issues and Problems. UK: Transaction Publishers, 1977. – 122 p.
219. Soloviev A. A., Zharkikh J. I., Krasnoperov R. I., Nikolov B. P., Agayan S. M. GIS-oriented solutions for advanced clustering analysis of geoscience data using ArcGIS platform // Russian Journal of Earth Sciences. – 2016. – Vol. 16 (6). – P.1–6. DOI: 10.2205/2016ES000587.
220. Sorkhabi R. The Great Burgan Field, Kuwait // GEO Ex Pro. – 2012. Vol. 9. – Issue 1. – P. 42–50.
221. Sternbach C. Super basin thinking: Methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins US // AAPG Bulletin. – 2020. – Vol. 104. – № 12. – P. 2463–2506. DOI: 10.1306/09152020073.
222. Tuttle B., Sharolyn A., Huff R. Virtual Globes: An Overview of Their History, Uses, and Future Challenges // Geography Compass. – 2008. – Vol. 2 (5). – P. 1478–1505.
223. What is a cloud platform? [Электронный ресурс] – URL: <https://www.cloudbolt.io/blog/what-is-a-cloud-platform/> (дата обращения 09.04.2025).
224. Wolfe-Hunnicut B. R. The End of the Concessionary Regime: Oil and American Power in Iraq, 1958–1972. Ph.D dissertation. UK: Stanford University, 2011. – 314 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Справка от ГЦ РАН о внедрении разработанного геоинформационного обеспечения



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ЦЕНТР РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК (ГЦ РАН)

Молодежная ул., д. 3, Москва, 119296
Тел.: +7 (495) 930-05-46; факс: +7 (495) 930-05-06
e-mail: gcras@gcras.ru; http://gcras.ru
ОКПО 02699240; ОГРН 1037739048489;
ИНН/КПП 7736053773/773601001

«5» июня 2025 г.

СПРАВКА

В рамках НИР Федерального государственного бюджетного учреждения науки Геофизического центра Российской академии наук (ГЦ РАН) были использованы результаты диссертационного исследования Одинцовой Анастасии Александровны на тему «Разработка геоинформационного комплекса для анализа условий локализации крупнейших месторождений нефти».

Материалом для данной работы послужили результаты, полученные автором в рамках работ по теме Государственного задания ГЦ РАН № 122080300191-3: «Структурирование, визуализация, анализ и распространение геофизических данных», утвержденного Минобрнауки России.

Проведенные Одинцовой А.А. исследования позволили разработать современный геоинформационный комплекс, включающий базу данных по условиям размещения крупнейших месторождений нефти, ГИС-проект, а также веб-сервис «Динамика развития нефтегазовой отрасли в 20 веке», позволяющий проводить изучение закономерностей формирования и локализации крупнейших месторождений углеводородов.

Заместитель директора по
науке ГЦ РАН, д. ф.-м.н.
(должность)



Б.А. Дзобоев
(ФИО)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Справка от КФУ о внедрении разработанного аппаратно-программного комплекса



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ОГРН 1021602841391
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
Кремлевская ул., д. 4/5, Казань, 420008
тел. (843) 2337161, факс (843) 2337561
email: geofak@kpfu.ru

15.07.2025 № 1.1.1.03.1.01-19/134/2025

На № _____ от _____

СПРАВКА

В рамках Договора № 0.1.1.59-02/19 от 20.12.2019 г. между Федеральным государственным автономным образовательным учреждением высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет» (ФГАОУС ВО КФУ) и Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Геофизический центр Российской академии наук (ФГБУН ГЦ РАН) на выполнение опытно-конструкторских работ (ОКР) «Разработка аппаратно-программного комплекса (АПК) со сферическим демонстрационным экраном для визуализации геопространственных данных с диаметром экрана не менее 1 (одного) метра» Геофизическим центром РАН, были использованы результаты диссертационного исследования Анастасии Александровны Одинцовой на тему «Разработка геоинформационного комплекса для анализа условий локализации крупнейших месторождений нефти».

В разработанную музейную экспозицию на базе АПК со сферическим демонстрационным экраном в Геологическом музее им. А. А. Штуkenберга, расположенном в Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ, разработанной с участием А.А. Одинцовой, была включена в том числе база геопространственных данных крупнейших месторождений нефти, используемая для демонстрации и изучения закономерностей их локализации и формирования в инновационной и интерактивной форме.

Врио Директора
Института геологии и
нефтегазовых технологий



В.В. Силантьев

М.Н. Уразаева
89046755325

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Список крупнейших месторождений нефти разработанной БД: уровень 1 –
запасы более 1000 млн т, уровень 2 – запасы от 100 до 1000 млн т,
уровень 3 – запасы от 30 до 100 млн т

<i>Порядковый номер</i>	<i>Соответствие уровню БД</i>	<i>Название месторождения</i>	<i>Местоположение</i>
1	УРОВЕНЬ-1	Арланское	Россия
2	УРОВЕНЬ 1	Даган	Китай
3	УРОВЕНЬ-1	Дацин	Китай
4	УРОВЕНЬ-1	Карамай	Китай
5	УРОВЕНЬ-1	Карачаганак	Казахстан
6	УРОВЕНЬ-1	Купарук-Ривер	США
7	УРОВЕНЬ-1	Лянторское	Россия
8	УРОВЕНЬ-1	Мамонтовское	Россия
9	УРОВЕНЬ-1	Прадхо-Бэй	США
10	УРОВЕНЬ-1	Приобское	Россия
11	УРОВЕНЬ-1	Ромашкинское	Россия
12	УРОВЕНЬ-1	Самотлорское	Россия
13	УРОВЕНЬ-1	Тахэ	Китай
14	УРОВЕНЬ-1	Тенгиз	Казахстан
15	УРОВЕНЬ-1	Узень	Казахстан
16	УРОВЕНЬ-1	Уренгойское	Россия
17	УРОВЕНЬ-1	Федоровское	Россия
19	УРОВЕНЬ-1	Шэнли	Китай
20	УРОВЕНЬ-1	Абкайк	Саудовская Аравия
21	УРОВЕНЬ-1	Абу-Сафа	Саудовская Аравия
22	УРОВЕНЬ-1	Берри	Саудовская Аравия
23	УРОВЕНЬ-1	Гавар	Саудовская Аравия
24	УРОВЕНЬ-1	Зулуф	Саудовская Аравия
25	УРОВЕНЬ-1	Катиф	Саудовская Аравия
26	УРОВЕНЬ-1	Манифа	Саудовская Аравия
27	УРОВЕНЬ-1	Сафания	Саудовская Аравия, Кувейт
28	УРОВЕНЬ-1	Шайба	Саудовская Аравия

29	УРОВЕНЬ-1	Агаджари	Иран
30	УРОВЕНЬ-1	Ахваз	Иран
31	УРОВЕНЬ-1	Бибе-Хекиме	Иран
32	УРОВЕНЬ-1	Гечсаран	Иран
33	УРОВЕНЬ-1	Марун	Иран
34	УРОВЕНЬ-1	Северное	Катар
35	УРОВЕНЬ-1	Верхний Закум	ОАЭ
36	УРОВЕНЬ-1	Большой Бурган	Кувейт
37	УРОВЕНЬ-1	Серир	Ливия
38	УРОВЕНЬ-1	Нижний Закум	ОАЭ
39	УРОВЕНЬ-1	Хасси-Мессауд	Алжир
40	УРОВЕНЬ-1	Киркук	Ирак
41	УРОВЕНЬ-1	Баб	ОАЭ
42	УРОВЕНЬ-1	Раудатайн-Сабрия	Кувейт
43	УРОВЕНЬ-1	Восточный Багдад	Ирак
44	УРОВЕНЬ-1	Бу Хаса	ОАЭ
45	УРОВЕНЬ-1	Эль-Фурриал	Венесуэла
46	УРОВЕНЬ-2	Ново-Елховское	Республика Татарстан, Россия
47	УРОВЕНЬ-2	Повховское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
48	УРОВЕНЬ-2	Туймазинское	Республики Татарстан и Башкортостан, Россия
49	УРОВЕНЬ-2	Бавлинское	Республики Татарстан, Россия
50	УРОВЕНЬ-2	Ватьеганское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
51	УРОВЕНЬ-2	Тевлино- Русскинское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
52	УРОВЕНЬ-2	Усинское	Республика Коми, Россия
53	УРОВЕНЬ-2	Южно-Янгунское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
54	УРОВЕНЬ-2	Имени Владимира Филановского	Астраханская область
55	УРОВЕНЬ-2	Покачевское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
56	УРОВЕНЬ-2	Спорышевское	Ямало-Ненецкий автономный округ
56	УРОВЕНЬ-2	Малобалыкское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
57	УРОВЕНЬ-2	Ярегское	Республика Коми, Россия
58	УРОВЕНЬ-2	Возейское	Республика Коми, Россия
59	УРОВЕНЬ-2	Урьевское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
60	УРОВЕНЬ-2	Талаканское	Республика Саха (Якутия), Россия

61	УРОВЕНЬ-2	Ишимбайское	Республика Башкортостан, Россия
62	УРОВЕНЬ-2	Усть-Балыкское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
63	УРОВЕНЬ-2	Южно-Сургутское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
64	УРОВЕНЬ-2	Западно-Сургутское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
65	УРОВЕНЬ-2	Великое	Астраханская область, Россия
66	УРОВЕНЬ-2	Южное Хыльчую (Южно-Хыльчуюское)	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия
67	УРОВЕНЬ-2	Северо-Рогожниковское (имени В. И. Шпильмана)	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
68	УРОВЕНЬ-2	Русское	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия
69	УРОВЕНЬ-2	Астраханское	Астраханская область, Россия
70	УРОВЕНЬ-2	Долгинское	Архангельская область, Россия
71	УРОВЕНЬ-2	Нижнечутинское	Республика Коми, Россия
72	УРОВЕНЬ-2	Ванкорское	Красноярский край, Россия
73	УРОВЕНЬ-2	Юрубчено-Тохомское	Красноярский край, Россия
74	УРОВЕНЬ-2	Верхнечонское	Иркутская область, Россия
75	УРОВЕНЬ-2	Имилорское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
76	УРОВЕНЬ-2	Западно-Матвеевское	Западная Арктика, Россия
77	УРОВЕНЬ-2	Савостьяновское	Иркутская область, Россия
78	УРОВЕНЬ-2	Харьягинское	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия
79	УРОВЕНЬ-2	Лодочное	Красноярский край, Россия
80	УРОВЕНЬ-2	Ковыктинское	Иркутская область, Россия
81	УРОВЕНЬ-3	Комсомольское	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия
82	УРОВЕНЬ-3	Имени Юрия Корчагина	Астраханская область, Россия
83	УРОВЕНЬ-3	Северо-Покачевское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
84	УРОВЕНЬ-3	Холмогорское	Ямало-Ненецкий автономный округ и Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
85	УРОВЕНЬ-3	Приразломное	Ненецкий автономный округ, Россия
86	УРОВЕНЬ-3	Чаяндинское	Республика Саха (Якутия)
87	УРОВЕНЬ-3	Дружное	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
88	УРОВЕНЬ-3	Ангаро-Ленское	Иркутская область, Россия
89	УРОВЕНЬ-3	Нивагальское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия

90	УРОВЕНЬ-3	Нонг-Еганское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
91	УРОВЕНЬ-3	Хвалынское	Астраханская область, Россия-Казахстан
92	УРОВЕНЬ-3	Когалымское	Ханты-Мансийский автономный округ, Россия
93	УРОВЕНЬ-3	Памятно- Сасовское	Волгоградская область, Россия
94	УРОВЕНЬ-3	Южно-Тамбейское	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия
95	УРОВЕНЬ-3	Сарматское (им. Ю. Кувыкина)	Астраханская область, Россия
96	УРОВЕНЬ-3	Уньвинское	Пермский край, Россия
97	УРОВЕНЬ-3	Еты-Пуровское	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия
98	УРОВЕНЬ-3	Тазовское	Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия