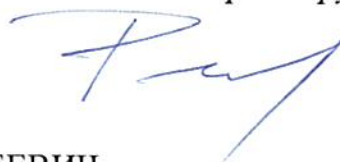


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



ГЛАЗЫРИН ПАВЕЛ АНДРЕЕВИЧ

**МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ, УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
СИБИРСКОГО СЕКТОРА АРКТИКИ**

1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
Георгий Георгиевич Шемин
доктор геол.-мин. наук

Новосибирск – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1. ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В СИБИРСКОМ СЕКТОРЕ АРКТИКИ	12
1.1. Краткая история геологического изучения.....	12
1.2. Современное состояние изученности нижнеюрских отложений	19
Глава 2. МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕТАЛЬНОЙ КОРРЕЛЯЦИИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	24
2.1. Принятое структурно-фациальное районирование нижней и средней (без келловея) юры.....	24
2.2. Методика корреляции ниже-среднеюрских отложений	26
2.3. Результаты корреляции ниже-среднеюрских отложений.....	32
Глава 3. КОМПЛЕКСНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И СОСТАВЛЯЮЩИХ ИХ ПРОНИЦАЕМЫХ КОМПЛЕКСОВ И ФЛЮИДОУПОРОВ	53
3.1. Методика исследований региональных резервуаров	53
3.1.1. Методика литолого-палеогеографических исследований	53
3.1.2. Методика построения карт толщин, толщин песчаников и оценки фильтрационно-емкостных свойств	59
3.1.3. Методика оценки качества коллекторов и флюидоупоров.....	63
3.2. Тектоническое районирование и характеристика структурных планов юрских отложений сибирского сектора Арктики.....	66
3.2.1. Принятое тектоническое районирование юрского комплекса	67
3.2.2. Краткая характеристика структурного плана.....	75
3.3. Комплексная характеристика региональных резервуаров.....	80
3.3.1. Геттанг-синемюрский резервуар	80
3.3.2. Плинсбахский резервуар	91
3.3.3. Тоарский резервуар	104
3.4. Уточнение фациального районирования отложений нижней юры	114
Глава 4. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	124
4.1. Методика оценки перспектив нефтегазоносности	124

4.2. Перспективы нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара	136
4.3. Перспективы нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара	137
4.4. Перспективы нефтегазоносности тоарского регионального резервуара	141
4.5. Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	152
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	172
СПИСОК ТАБЛИЦ	177
ПРИЛОЖЕНИЯ	179

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года Арктическая зона рассматривается как один из ключевых резервов прироста запасов углеводородов. Сибирский сектор Арктики представляет собой важнейшую часть этого региона и характеризуется значительным, но недостаточно реализованным нефтегазовым потенциалом.

Нижнеюрские отложения отмеченного региона рассматриваются как один из перспективных объектов поисков залежей нефти и газа. При этом степень их изученности до настоящего времени остается низкой. Существующие представления о составе, строении, условиях формирования и перспективах нефтегазоносности в значительной степени основывались на ограниченном фактическом материале. Однако в связи с бурением новых скважин и открытием новых месторождений в акватории Карского моря расширилась фактическая база. Полученные данные нефтегазопроисловых работ свидетельствуют о значительном нефтегазоносном потенциале нижнеюрских отложений и необходимости уточнения существующих геологических моделей.

Следовательно, актуальность диссертационной работы определяется необходимостью обобщения нового фактического материала, уточнения моделей строения, условий формирования нижнеюрских отложений и оценки их перспектив нефтегазоносности.

Степень разработанности. Изучению геологического строения, стратиграфии, литолого-фациальных особенностей и нефтегазоносности юрских отложений сибирского сектора Арктики посвящен значительный объем исследований. Существенный вклад в изучение юрских отложений сибирского сектора Арктики внесли: А.П. Афанасенков, В.Б. Белозеров, В.С. Бочкарев, В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, Ю.В. Бродучан, Л.М. Бурштейн, П.Л. Глаголев, В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков, О.М. Ермилов, В.И. Исаев,

А.М. Казаков, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, Г.Н. Карцева, Г.В. Касаткина, В.И. Кислухин, Е.П. Колокольцева, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Л.Л. Кузнецов, А.Р. Курчиков, М.А. Левчук, Г.А. Лобова, В.Ф. Мазанов, М.П. Михайлова, Н.К. Могучева, В.И. Москвин, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Б.Л. Никитенко, В.В. Потеряева, З.З. Ронкина, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, В.Н. Сакс, В.В. Сапьяник, В.С. Скоробогатов, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.Н. Фомин, О.С. Чернова, Г.Г. Шемин, В.В. Шиманский, Б.Н. Шурыгин и другие исследователи.

Вместе с тем большинство исследований посвящено юрскому комплексу в целом либо отдельным его стратиграфическим интервалам и частям территории. Региональные резервуары нижней юры как самостоятельный объект регионального исследования изучены менее детально. До настоящего времени отсутствовали единые сопоставимые модели строения указанных региональных резервуаров для всей исследуемой территории. Не было выполнено самостоятельное фациальное районирование нижнеюрских отложений. Не проводилась количественная оценка перспектив нефтегазоносности на уровне каждого из трех региональных резервуаров по единой методике.

Исследования, выполненные автором в составе научного коллектива, позволили детализировать и уточнить представления о строении, условиях формирования и перспективах нефтегазоносности региональных резервуаров нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2020а, 2020б, 2021, 2022а, 2022б, 2023а, 2023б; Шемин, Глазырин, 2021; Глазырин, 2021, 2022, 2023а, 2023б, 2024; Глазырин, Шемин, 2026; Глазырин и др., 2025; Deev et al., 2025а, 2025б].

Объектом исследования настоящей диссертационной работы являются геттанг-синемюрский, плинсбахский и тоарский региональные резервуары Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Южно-Карской и Предновоземельской нефтегазоносных областей (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Цель работы – выполнить количественную оценку перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики на уровне геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров по комплексу тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев.

Научная задача заключается в построении на единой методологической основе детальных моделей строения проницаемых и экранирующих комплексов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров, выявлении закономерностей их пространственного распределения и выполнении количественной оценки перспектив нефтегазоносности в пределах Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Южно-Карской и Предновоземельской НГО.

Решение поставленной задачи осуществлялось в несколько этапов:

1. Анализ опубликованных и фондовых материалов по геологическому строению, условиям формирования и оценке перспектив нефтегазоносности исследуемой территории.
2. Проведение детальной корреляции отложений нижнеюрских региональных резервуаров.
3. Уточнение моделей строения региональных резервуаров для территории сибирского сектора Арктики и уточнение фациального районирования.
4. Оценка качества проницаемых и экранирующих комплексов региональных резервуаров.
5. Выполнение количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров и нижнеюрских отложений в целом.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. На единой методологической основе построены новые литолого-фациальные, емкостные и экранирующие модели геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров для всей территории сибирского сектора Арктики.

2. Установлены новые закономерности изменения качества проницаемых комплексов и флюидоупоров в зависимости от структурного положения, литологического состава и общих толщин отложений.

3. Впервые для нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики разработано самостоятельное фациальное районирование, с уточнением границ фациальных областей и фациальных районов.

4. Выполнена новая количественная оценка перспектив нефтегазоносности на уровне отдельных региональных резервуаров нижней юры Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Южно-Карской и Предновоземельской нефтегазоносных областей.

5. Предложен новый вариант распределения ресурсов углеводородов по резервуарам и нефтегазоносным областям.

Фактический материал. Работа основана на анализе обширного многопланового фактического материала, предоставленного сотрудниками ИНГГ СО РАН, а также сведений из опубликованных и фондовых источников:

- материалы геофизических исследований скважин (комплекс ГИС), описания керна, результаты лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород, результаты палеонтологических исследований, описания обнажений Анабаро-Хатангской седловины (материалы ИНГГ СО РАН, опубликованные и фондовые работы [Левчук, 1985; Никитенко и др., 2009, 2013; Пояснительная записка..., 2009, 2013, 2016, 2021; Девятов и др., 2011; и другие])
- палеогеографические карты [Шемин и др., 2015, 2019, 2023б; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013; Шиманский и др., 2024; и другие]
- результаты интерпретации региональных сейсмогеологических профилей (материалы ИНГГ СО РАН)
- структурные карты по кровле проницаемых комплексов региональных резервуаров [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в]

- тектонические схемы по кровле юрского комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001, 2017] и Енисей-Хатангского регионального прогиба [Фомин, 2016]
- карта катагенеза органического вещества в подошве юрского комплекса арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна по отражательной способности витринита R_{0vt} [Конторович и др., 2009] и Енисей-Хатангского регионального прогиба по пиролитическому параметру T_{max} [Шемин и др., 2023б]
- государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2023 г.

Методы исследования. В основу исследований положены следующие методы:

- литостратиграфический и циклостратиграфический методы расчленения и корреляции отложений с учетом данных биостратиграфии
- методика построения карт вещественного состава [Атлас..., 1968; Шемин и др., 2015]
- метод сравнительных геологических аналогий оценки ресурсов углеводородов по их удельной плотности на единицу площади [Методическое руководство..., 2000]
- методы статистической обработки данных, включая регрессионный анализ.

Защищаемые положения и результаты:

Первый защищаемый результат. Разработанные литолого-фациальные, фильтрационно-емкостные и экранирующие модели строения проницаемых комплексов и флюидоупоров тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров сибирского сектора Арктики.

Второй защищаемый результат. Схема самостоятельного фациального районирования нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики, основанная на различиях литологического состава, условий формирования, стратиграфической полноты и толщин нижнеюрских отложений.

Третий защищаемый результат. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики и ее районирование по степени перспектив.

Степень достоверности научных результатов обеспечивается использованием обширного и разнородного фактического материала, комплексным применением апробированных методов исследования, согласованностью полученных выводов с опубликованными и фондовыми данными, а также апробацией основных результатов в публикациях в рецензируемых научных журналах и в докладах на научных конференциях.

Личный вклад автора состоит в непосредственном участии на всех основных этапах проведенных исследований, включавших сбор, анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, построение региональных моделей строения, а также оценку перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики.

Автором выполнены расчленение, корреляция и восстановление отдельных разрезов скважин и обнажений восточной части Енисей-Хатангского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины и акватории Карского моря. Для указанных частей исследуемой территории построены карты литологического состава, толщин песчаников и качества флюидоупоров с последующей интеграцией полученных материалов в общие региональные построения. Рассчитаны регрессионные зависимости фильтрационно-емкостных свойств от глубины и построены карты удельной емкости проницаемых комплексов.

На основе полученных результатов автором совместно с научным коллективом разработан подход к фациальному районированию нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики. При выполнении количественной оценки автором составлены расчетные участки, оценены критерии структурного плана, качества проницаемых комплексов и флюидоупоров, рассчитаны коэффициенты аналогии (совместно с Г.Г. Шеминым), удельные плотности и ресурсы

углеводородов. Составлены карты начальных суммарных ресурсов (совместно с Г.Г. Шеминым).

Теоретическая и практическая значимость. Теоретическая значимость работы состоит в том, что впервые для всей территории сибирского сектора Арктики на единой методологической основе уточнены представления о строении, условиях формирования и закономерностях пространственного распределения коллекторских и экранирующих комплексов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров. Разработанное фациальное районирование и построенные модели строения нижнеюрских отложений расширяют и уточняют наши представления о геологическом строении и нефтегазоносности нижнеюрского комплекса, а также создают основу для дальнейшего планирования региональных и прогнозно-оценочных работ.

Практическая значимость работы заключается в выполнении количественной оценки начальных суммарных и прогнозных ресурсов нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики, а также в обосновании наиболее перспективных направлений дальнейших геологоразведочных работ. Полученные результаты могут быть использованы при прогнозе нефтегазоносности, ранжировании перспективных зон и структур, уточнении направлений поискового бурения при планировании первоочередных геологоразведочных работ.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных и всероссийских научных конференциях: XVI, XVII, XVIII, XX и XXI Международных научных конференциях «Интерэкспо ГЕО-Сибирь: Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» (Новосибирск, 2020, 2021, 2022, 2024, 2025), 59-й, 60-й и 61-й Международных научных студенческих конференциях МНСК (Новосибирск, 2021, 2022, 2023), VI и VII Всероссийских молодежных научно-практических конференциях «Науки о Земле. Современное состояние» (Республика Хакасия, 2023, 2024).

Соискатель имеет 26 опубликованных работ, в том числе по теме диссертации – 17 работ. Среди них 6 статей в журналах из перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России и 1 монография (в соавторстве).

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Общий ее объем составляет 197 страниц, включая 56 рисунков, 11 таблиц и 6 приложений. Список литературы состоит из 159 наименований.

Соответствие паспорту научной специальности. Диссертация соответствует паспорту специальности 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки) в части п.1 «Условия образования месторождений нефти и газа»: резервуары нефти и газа, коллекторы и покрышки; п.2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений»: методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов.

Благодарности. Работа выполнена в ИНГГ СО РАН в Лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири под научным руководством д-ра. геол.-минерал. наук Г.Г. Шемина.

Персоналия. Автор выражает признательность докторам геолого-минералогических наук: Л.М. Бурштейну, В.А. Казаненкову, В.И. Москвину, А.Н. Фомину; кандидатам геолого-минералогических наук: Л.Г. Вакуленко, С.В. Ершову, А.Ю. Нехаеву, А.Ю. Попову, а также сотрудникам ИНГГ СО РАН: Н.Н. Костагачевой, Е.В. Борисову за консультации и рекомендации, оказанные при написании работы. Особую благодарность автор выражает своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук Г.Г. Шемину.

Глава 1. ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В СИБИРСКОМ СЕКТОРЕ АРКТИКИ

1.1. Краткая история геологического изучения

Первые геологические исследования сибирского сектора Арктики были проведены во время Великой Северной экспедиции 1733–1743 г. В состав экспедиции входили В. В. Прончищев, С. И. Челюскин, Х. П. Лаптев и другие исследователи, которые занимались картографическими работами на арктическом побережье, что заложило исходную географическую основу для последующего геологического изучения полуостровов и прибрежных низменностей. В частности, в материалах экспедиции фиксируются переходы вдоль Ямала и выходы к Обской губе, а итогом работ стало составление карт приобской части Карского моря и прилегающих участков, которые на десятилетия определили представления о конфигурации побережья и опорных пунктах для дальнейших маршрутов. Тогда же были получены первые сведения о наличии полезных ископаемых в этом регионе, таких как уголь, каменная соль, нефть или «горная смола» [Белов, 1956].

Первые сведения о стратиграфии и строении этих отложений были получены в 1840-х годах экспедицией Александра Миддендорфа, изучавшей Таймырский полуостров. Результаты исследований были опубликованы в работе А.Ф. Миддендорфа «Путешествие на север и восток Сибири» в 1843 году. Коллекция фауны, привезенная из экспедиции, была исследована в 1848 году Александром Кейзерлингом. Он пришел к выводу, что эти отложения относятся к юрской и меловой системам. С 1840 по 1930 год многие ученые проводили маршрутные исследования Таймырской депрессии. Среди них были О.О. Боклунд, И.А. Лопатин, Э.В. Толль, В.И. Громов, А.Э. Норденшельд, А.И. Соболев, И.П. Толмачев, Н.Н. Урванцев, Ф.Б. Шмидт и другие ученые. Они описывали редкие выходы меловых и юрских отложений, а также содержащуюся в них фауну. В 1866 году экспедиция Академии наук и Сибирского отделения Географического

общества под руководством Ф. Б. Шмидта и И. А. Лопатина отправилась в низовья Енисея, чтобы изучить геологическое строение этого региона. В 1872 году они опубликовали отчет, в котором описали результаты своих исследований. В отчете были представлены сведения о геологическом строении района, выходящих на поверхность отложениях и собранных мезозойских окаменелостях. Кроме того, были подробно описаны и изображены найденные останки. Этот отчет на протяжении длительного времени оставался единственным источником информации о фаунистической характеристике отложений региона [Middendorff, 1843; Keyserling, 1848; Schmidt, 1872; Норденшельд, 1881; Толль, 1894; Толмачев, 1912, 1914].

В 1905 году члены экспедиции Русского географического общества под руководством И. П. Толмачева осуществляли геологическое изучение районов эстуария Хатанги. Один из отрядов этой экспедиции проводил геологическую съемку масштаба 1 : 200 000 Енисей-Хатангского бассейна от верховьев р. Маймеча до р. Хета и вдоль нее до пос. Дудинка. Благодаря этой работе были получены основные представления о геологическом строении Таймырской депрессии. Коллекция окаменелостей, собранная участниками экспедиции, была тщательно изучена академиком А. П. Павловым. В 1914 году он опубликовал результаты своих исследований, которые позволили установить мезозойский возраст изученного геологического разреза [Толмачев, 1914; Павлов, 1914].

В северной части Западной Сибири в тот же период сведения о строении коренных пород накапливались преимущественно по результатам маршрутных наблюдений в долинах рек и на редких естественных обнажениях, а также по коллекциям, собранным экспедициями Русского географического общества. Геологическое и геоморфологическое изучение полуостровов Ямал и Гыдан ведется с начала XX столетия, хотя из-за труднодоступности территории материалы этого времени носили фрагментарный характер и требовали последующей систематизации [Житков, 1913; Городков, 1924].

На раннем этапе изучения северных районов Западной Сибири преобладали маршрутные геологические наблюдения, описание естественных обнажений, сбор палеонтологических коллекций. Накопление таких материалов создало основу для первичной систематизации разрезов и составления первых геологических карт региона.

В 1925 году создается Институт по изучению Севера (в настоящее время Арктический и антарктический научно-исследовательский институт), а позднее, в 1929 году, Геологоразведочный институт по нефти (в настоящее время Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт), что положило начало комплексному исследованию Арктики, связанному с нефтегазопойсковыми работами. В 1929 году академик А.Д. Архангельский ставит вопрос о нефтеносности территории Арктики от р. Лена до р. Енисей. Разворачиваются крупные исследования по поиску нефти и газа на территории севера Сибири, результаты которых представлены в работах Т.М. Емельянцева, А.И. Берзина, Л.П. Смирнова, А.А. Кордикова и других. По всем имеющимся данным о геологическом положении в 1932 году Н. С. Шатский делает вывод, что на севере Сибири наиболее перспективным для поиска нефти и газа является Нордвик-Хатангский район. Параллельно в 1933 году Л. П. Смирнов подтверждает это, опираясь на результаты геохимии нефтематеринских известняков [Шатский, 1932; Смирнов, 1933; Емельянцев, 1939; Берзин, 1939; Корнилюк и др., 1946].

Наряду с Нордвикским районом не менее перспективным для поиска нефти и газа в то время являлся Усть-Енисейский район. В 1934 году советский геолог Н. А. Гедройц, работая в низовьях р. Енисей, обнаруживает выходы горючих газов. Помимо этого, он картирует выходы коренных отложений с мезозойской фауной вдоль отмелей р. Енисей. По его инициативе начинаются нефтепоисковые работы, бурение поисковых скважин (глубиной до 3 км), а также геофизические исследования методами гравиразведки, магниторазведки и сейсморазведки. В 1939 г. на Малохетском мезовале начинают первое глубокое бурение. По

результатам проведенных работ были получены первые данные о глубинном строении региона [Обручев, 1935; Сакс, 1939, 1940; Забалуев и др., 1980; Анциферов и др., 1981; Конторович и др., 1994].

Во время экспедиции А.А. Кордикова по р. Хета им была отобрана коллекция мезозойских окаменелостей, которая позволила В.И. Бодылевскому воссоздать предварительную стратиграфическую схему юры и мела для территории севера Западной Сибири. С 1935 по 1936 год экспедиция под руководством Н.Н. Мутафи проводила геологическую съемку в низовьях р. Пясины, выделив в нижнепалеозойских породах карбон-пермские морские и верхнепермские континентальные угленосные отложения. В эти же годы Н.П. Аникеев и А.И. Гусев произвели геологическую съемку в бассейне р. Хета и ее притоков [Бодылевский, 1939]. В 1937 году Хатангской экспедицией Арктического института под руководством Г.Г. Моора была составлена геологическая карта масштаба 1 : 1 000 000 бассейна реки Хета. В 1939 году на правобережье Енисея проводится геологическая съемка масштаба 1 : 100 000 под руководством В.Н. Сакса [Опорный разрез..., 1969].

Основной объем буровых работ был сосредоточен в Усть-Енисейском и Нордвикском районах. В результате впервые для районов севера Сибири были получены сведения о литологии мезозойских и верхнепалеозойских отложений, их коллекторских свойствах, перспективах нефтегазоносности. Первые признаки нефтепроявления были получены на Малохетском поднятии в отложениях верхней и средней юры, триаса и верхней перми. Дальнейшее изучение поднятия показало его сложное строение и осложненность дизъюнктивными нарушениями, вследствие чего считалось, что мезозойские отложения здесь не обладают значительными скоплениями нефти и газа, и наиболее перспективными для поиска углеводородов являются палеозойские отложения, залегающие на значительной глубине [Карцева и др., 1971]. Несмотря на результаты испытания скважин, которые свидетельствовали о газоносности, а также на мнения многих исследователей, высказывающихся о высокой перспективе мезозойских

отложений, факт сильной дизъюнктивной осложненности повлиял на прекращение поисковых работ в этом районе. Вплоть до конца 1950-х годов в арктическом секторе Западной Сибири не происходило никаких крупных исследований, однако накопленный материал позволял проводить исследования и обобщать полученные данные. Лишь в начале 1960-х острая необходимость обеспечения энергией Норильского горно-металлургического комбината вынудила развернуть масштабные исследовательские и нефтепоисковые работы [Глаголев и др., 1994].

Во второй половине XX века геолого-геоморфологическая партия научно-исследовательского института геологии Арктики ставила задачу проведения геологической съемки восточной части Западной Сибири. В 1950 году под руководством С.Ф. Бискэ была произведена съемка масштаба 1:1 000 000 в бассейне р. Хета и ее правых притоков. В 1952 году под руководством О.А. Иванова осуществлена съемка масштаба 1:1 000 000 бассейна рек Новая и Большая Балахня. В 1958 году коллективом геологов в составе Я.О. Полькина, А.М. Виленского, Н.П. Голованова под редакцией Н.Н. Урванцева была составлена геологическая карта СССР масштаба 1:1 000 000, лист R-46, R-47 (р. Хета), с объяснительной запиской. С 1955 по 1961 год, а затем с 1964 по 1966 год под руководством В.Н. Сакса совместно с учеными из ИНГГ, НИИГА и ВНИГРИ проводилось комплексное исследование регионального опорного разреза юрских и меловых отложений в бассейне р. Хеты. Это исследование позволило изучить стратиграфию и условия формирования осадков на севере Сибири. В результате работы была собрана обширная коллекция юрской и меловой фауны. Кроме того, были решены вопросы палеогеографии, касающиеся областей сноса, рельефа, климата и условий переноса осадков. Была составлена стратиграфическая схема верхнеюрских и нижнемеловых отложений, а также схема распределения отложений для северных районов [Сакс, Ронкина, 1957; Сакс и др., 1959; Опорный разрез..., 1969].

На 1-м Межведомственном стратиграфическом совещании по Сибири в 1956 г. В.Н. Сакс и З.З. Ронкина предложили детальную стратиграфическую схему отложений юры и мела, которая была разработана ими на основе единой

стратиграфической шкалы. Однако расчленения на свиты с четкими литологическими границами тогда не было [Карцева и др., 1971]. С 1960-х годов в низовьях р. Енисей разворачиваются буровые работы с заложением более 30 скважин (глубиной от 1000 до 3500 м). Буровые работы характеризовались низким уровнем выноса керна, менее 8 %. В связи с этим ведущую роль в детальном расчленении на свиты приобретает каротаж. В 1967 г. Н.И. Байдародских и А.А. Булынникова на 3-м Межведомственном стратиграфическом совещании в Тюмени предлагают новую стратиграфическую схему с посвитным расчленением, выделяя снизу вверх по разрезу зимнюю (в основании юры), левинскую, джангодскую, лайдинскую, вымскую, леонтьевскую, малышевскую, точинскую, сиговскую, верхнесиговскую, яновстанскую (в кровле юры) свиты в отложениях юры. Для джангодской свиты выделялись три пачки разного строения, которые в дальнейшем были переименованы в самостоятельные свиты: шараповскую, китербютскую и надояхскую [Гурари и др., 1988]. Длительное время стратиграфическая схема не претерпевала изменений. Только в 1990 году В.И. Кислухин на 5-м Межведомственном стратиграфическом совещании предложил объединить верхнеюрские отложения на территории Хатангской депрессии в отдельную свиту – гольчихинскую, поскольку отложения имели однородное строение и выделение в них свит не представлялось возможным [Решение..., 1991].

Вся геологическая информация, обобщенная в последние годы, позволила сразу наметить наиболее приоритетные для работ участки и площади. В эти годы сейсморазведкой исследована большая часть севера Сибири, что позволило выделить ряд локальных поднятий [Конторович и др., 1994]. Начинается массовое бурение глубоких параметрических и поисковых скважин на приенисейской территории, а в дальнейшем – на территории Енисей-Хатангского прогиба, которое дает большой объем нового фактического материала относительно стратиграфии, литологии и геохимии отложений юры и мела. В этот период выходит множество работ известных исследователей: В.Н. Сакса, З.З. Ронкиной, Н.Ф. Берсенева,

Н.И. Шульгиной, И.П. Лугинец, В.Г. Генералова, А.А. Герхе, Г.Н. Карцевой, Е.Г. Бро, А.С. Запорожцева, Д.Б. Тальвирского, Н.А. Гедройца, Н.Е. Котта, И.С. Грамберга, Д.С. Сорокова, И.П. Атласова, Г.Б. Острова, Н.А. Сягаева, В.И. Лопатина и многих других, обобщающих полученные сведения [Сакс, Ронкина, 1957; Калинин, 1959; Сакс и др., 1959, 1963, 1978; Ронкина, 1965; Нестеров и др., 1975; Корж, 1978; Кислухин, 1983; Левчук, 1985; Девятов, 1994].

На севере Западной Сибири (Ямал и прилегающие акватории Обской губы) переход к систематическим нефтегазопроисковым работам в 1960-е годы сопровождался серией открытий, которые задали «опорные точки» дальнейшего освоения региона. Одним из первых крупных результатов стало открытие Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (1964), подтвердившее высокую газо- и нефтегазоконденсатоносность северных районов ЯНАО и обеспечившее постановку широких программ сейсморазведки и глубокого бурения на п-ове Ямал. В 1970-е гг. открытия сместились к Ямалу, где была выделена крупная зона газонакопления и началось поэтапное оконтуривание крупнейших объектов. Ключевым событием стало открытие Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (1971), после чего были установлены промышленные скопления углеводородов на Харасавэйском (1974) и Южно-Тамбейском (1974) месторождениях; эти открытия закрепили представление о региональной роли меловых резервуаров и подготовили переход к детальному изучению Тамбейской группы структур [Контарович, 2015].

Параллельно с ямальской линией в 1970-е годы активизировались работы на Гыданском полуострове и в прибрежной зоне Обской губы: по мере расширения сети сейсмических профилей и постановки поисково-оценочного бурения были получены первые промышленные результаты, в том числе открытие Геофизического месторождения (1975), ставшего одним из ранних «якорных» объектов Гыдана и важным основанием для последующих лицензий и наращивания ресурсной базы. В 1980-е гг. на фоне накопления сейсмических материалов и роста объемов поискового бурения началось уточнение структурного плана Тамбейского

района и последовательное выделение отдельных объектов внутри Тамбейского узла: были разведаны и оформлены как самостоятельные месторождения Верхнетиутейское (1982) и Западно-Сеяхинское (1984). Далее, по мере детального разбуривания и переинтерпретации структур, были открыты Западно-Тамбейское (1986) и Малыгинское (1986) месторождения [Конторович, 2015].

В постсоветский период линия открытий на российском шельфе Карского моря сформировалась как последовательность «точечных» результатов, полученных при целевом морском бурении на заранее выделенных сейсмикой структурах. Переломным событием стало открытие в 2014 г. газонефтяного месторождения Победа по результатам бурения скважины «Университетская-1» на Восточно-Предновоземельском участке. Далее по итогам геологоразведочных работ на приямальском шельфе Карского моря в 2019 го. были открыты Нярмейское месторождение и месторождение им. Динкова. В 2020 г. эта серия была продолжена: открыто месторождение 75 лет Победы на шельфе Ямала, а по результатам поисково-оценочного бурения на структурах Восточно-Предновоземельских участков Карского моря выявлены два уникальных объекта – месторождение им. Маршала Жукова (структура Викуловская) и месторождение им. Маршала Рокоссовского (структура Рагозинская), что закрепило представление о высокой перспективности Карского сектора [Бородкин и др., 2023].

1.2. Современное состояние изученности нижнеюрских отложений

Исследуемая территория расположена в сибирском секторе Арктики и включает в себя области Карского моря и север Западной Сибири, а также простирается через Енисей-Хатангскую депрессию до эстуария р. Хатанга. Согласно нефтегазогеологическому районированию, в сферу исследования попадают земли Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Южно-Карской, Свердрупской и Предновоземельской НГО. Эта обширная территория характеризуется низким и неравномерным уровнем геологической изученности как

в отношении сейсморазведочных, так и буровых работ. Без учета прилегающих территорий в пределах исследуемого региона пробурено 125 скважин на 42 различных площадях, вскрывающих нижнеюрские отложения или более древние образования (Рисунок 1.1). В частности, в Енисей-Хатангской НГО пробурено 42 скважины на 20 площадях, в Гыданской НГО – 3 скважины на 3 площадях, в Ямальской НГО – 76 скважин на 15 площадях, в Предновоземельской и Свердрупской НГО – по 2 скважины на 2 площадях. В Южно-Карской НГО не проводилось бурение скважин, вскрывающих нижнеюрские отложения или более древние образования. Из общего числа скважин разрез надояхского горизонта вскрыт в 112 скважинах на 34 площадях, шараповский – в 83 скважинах на 29 площадях, зимний – в 16 скважинах на 13 площадях.

В пределах рассматриваемой территории в отложениях юрского комплекса выявлено 19 месторождений нефти и газа (Рисунок 1.2). В пределах указанных месторождений установлено 30 залежей углеводородов, приуроченных к резервуарам различных стратиграфических уровней: 17 – к батскому, 7 – к аален-байосскому, 3 – к тоарскому и 3 – к плинсбахскому. По фазовому составу флюидов среди выявленных залежей преобладают газовые; кроме того, выделяются 2 нефтегазовые и 3 нефтяные залежи (Рисунок 1.3).

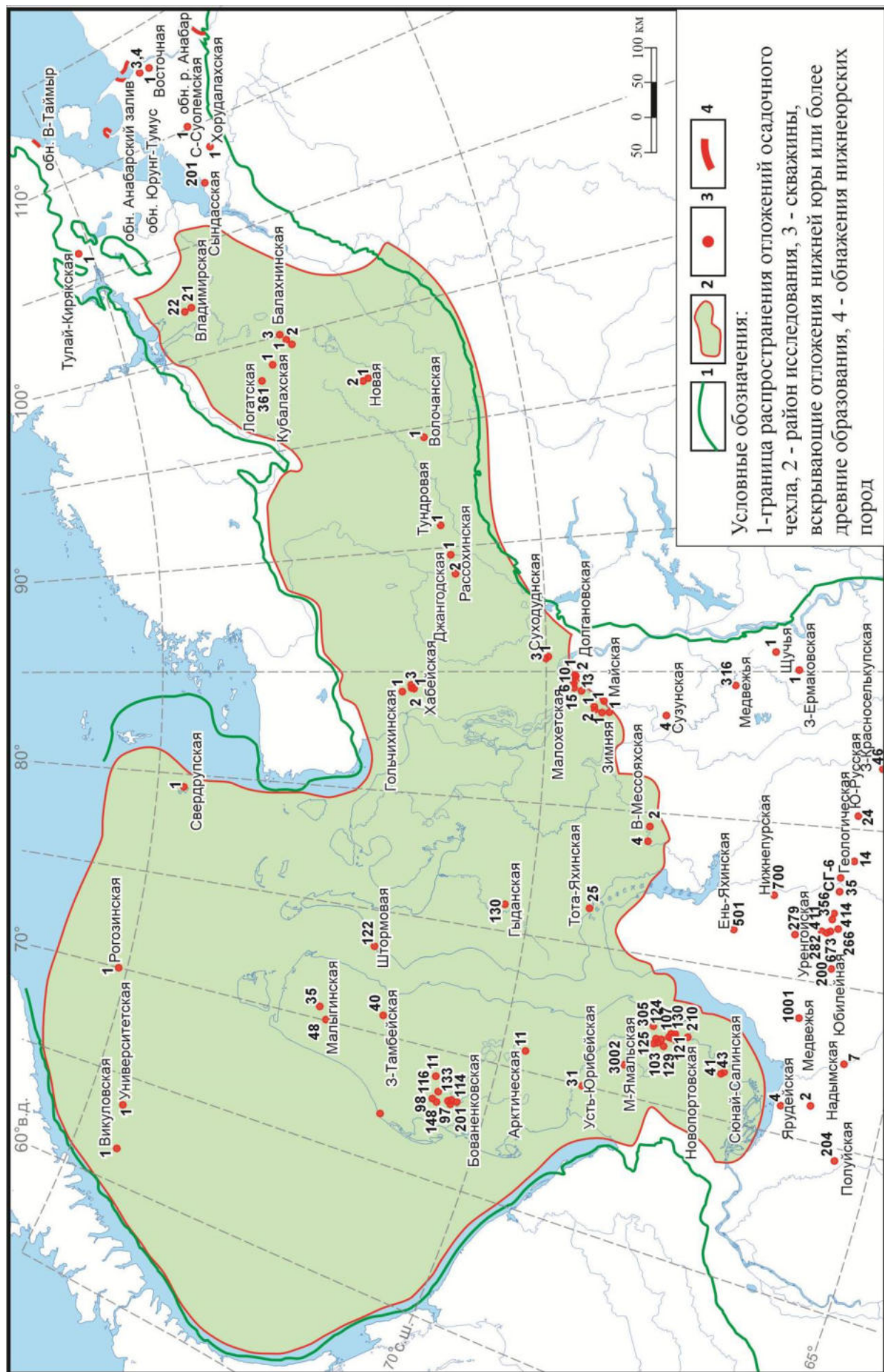


Рисунок 1.1 – Карта изученности бурением нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики

Рисунок 1.2 – Карта расположения месторождений нефти и газа в юрских отложениях сибирского сектора Арктики [Карта нефтегазоносности..., 2022]

№ п/п	Месторождение нефти и газа	Региональный резервуар			
		Батский	Аален-байосский	Тоарский	Плинсбахский
1	Балахнинское		▲		
2	Бованенковское	▲	▲	▲	
3	Верхнетиутейское	▲			
4	Геофизическое	▲			
5	Зимнее	▲			
6	им. Маршала Жукова	▲			
7	им. Маршала Рокоссовского			▲	▲
8	Малоямальское	▲			
9	Малыгинское	▲	▲		
10	Минховское	▲			
11	Новопортовское	▲	▲		▲
12	Победа	▲		▲	▲
13	Салмановское (Утреннее)	▲	▲		
14	Северо-Парусовое	▲			
15	Сеяхинское	▲			
16	Тамбейское	▲	▲		
17	Хабейское	▲			
18	Харасавэйское	▲			
19	Южно-Тамбейское - ГК	▲	▲		

 1
 2
 3

Рисунок 1.3 – Схема распределения залежей нефти и газа по региональным резервуарам юрских отложений на месторождениях Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Южно-Карской, Свердрупской и Предновоземельской НГО [Шемин, 2014] с дополнениями автора.

Условные обозначения: 1-3 – месторождения: 1 – газовые, 2 – нефтяные, 3 – газонефтяные и нефтегазовые

Глава 2. МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕТАЛЬНОЙ КОРРЕЛЯЦИИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

В разделе рассмотрены методика и результаты детальной корреляции на уровне свит, подсвит и пачек циклического строения нижнеюрских и нижней части среднеюрских отложений, стратиграфическое положение геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров и их составных частей – проницаемых комплексов и флюидоупоров, основных песчаных пластов Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Южно-Карской, Свердрупской и Предновоземельской НГО.

Рассматриваемые породы нижней, а также низов средней юры практически повсеместно развиты на территории исследуемого региона, охватывающего Енисей-Хатангский прогиб, Анабаро-Хатангскую седловину и арктический сектор Западной Сибири, включая акваторию Карского моря. Сложены они терригенными породами различного состава. В юго-западной части региона разрез представлен преимущественно песчано-алеврито-глинистыми отложениями. В северных и восточных районах наблюдается тенденция к увеличению доли глинистого материала, что приводит к постепенному переходу разреза в алеврито-глинистые породы, которые занимают основную часть рассматриваемой территории.

2.1. Принятое структурно-фациальное районирование нижней и средней (без келловей) юры

Рассматриваемые отложения характеризуются значительной невыдержанностью толщин и изменчивостью литологического состава как по площади, так и по разрезу. В настоящее время представления об их строении, условиях формирования и литологическом составе остаются в целом неизменными со времени исследований 1980-х годов. Последняя официально утвержденная схема структурно-фациального районирования и региональная стратиграфическая

схема ниже-среднеюрских отложений разработаны для территории Западной Сибири без учета акватории Карского моря и были приняты Межведомственным стратиграфическим комитетом на 6-м Межведомственном стратиграфическом совещании в 2003 г. [Решение..., 2004]. Для территории Восточной Сибири соответствующая схема была ратифицирована в 1978 г. на 3-м Межведомственном региональном стратиграфическом совещании по мезозою и кайнозою Средней Сибири [Решение..., 1981]. Представления о стратиграфии юрских отложений всей Сибири изложены в монографии «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система» [Шурыгин и др., 2000], где рассмотрена вся территория, однако для Западной Сибири приведены данные, основанные на более ранних представлениях, тогда как для Восточной Сибири изложены наиболее актуальные сведения.

Согласно действующему структурно-фациальному районированию, в пределах исследуемого региона выделяются десять фациальных районов: Ямало-Гыданский, Усть-Енисейский, Хатангский, Восточно-Таймырский и Нордвикский, а также смежные части Нижнеобского, Надымского, Уренгойского, Часельского и Приенисейского. В обновленной схеме фациального районирования ниже- и среднеюрских отложений Г.Г. Шемина с соавторами [Шемин и др., 2024] выделено 12 фациальных районов, что на два больше. В пределах Ямало-Гыданской области их количество увеличено с двух до четырех. Западная часть области имеет циклическое строение, сходное со строением Уренгойского и Надымского районов. Вследствие этого Ямало-Гыданский район был разделен на два самостоятельных – Гыданский и Ямальский, как в районировании Б.Н. Шурыгина с соавторами [Шурыгин и др., 2000], однако граница между ними смещена западнее. Также в обновленной схеме спрогнозированы северные границы Ямальского, Гыданского и Усть-Енисейского фациальных районов, которые соответствуют южной границе впервые выделенного авторами Карского фациального района [Шемин и др., 2024].

Сравнение утвержденной схемы [Решение..., 2004] и обновленной схемы Шемина и др. [Шемин и др., 2024] приведено на Рисунках 2.1–2.3. Следует

отметить, что, несмотря на проведенные уточнения, схема остается дискуссионной. Обоснование и предложения по ее доработке будут рассмотрены в подглаве 3.4.

2.2. Методика корреляции ниже-среднеюрских отложений

Выбор методики корреляции определялся неоднородностью строения нижеюрских разрезов в пределах региона. В западной части региона, где разрезы характеризуются преимущественно песчано-алеврито-глинистым составом и отчетливо выраженным циклическим строением, корреляция проводилась на уровне пачек циклического строения с привлечением литоциклостратиграфического метода с учетом данных биостратиграфии. Для остальной, большей части рассматриваемой территории, где разрезы отличаются повышенной глинистостью и значительной фациальной изменчивостью, основное значение имел традиционный литостратиграфический метод с учетом данных биостратиграфии.

Корреляция нижеюрских отложений изучаемого региона осуществлялась традиционным методом – посредством сопоставления разрезов, наиболее близких по стратиграфическому объему и строению. При этом применялись принципы последовательности залегания пачек и прослеживания этой последовательности по разрезам, а также закономерности изменения их мощностей при варьировании толщин местных стратиграфических подразделений [Шемин, 2007, 2011, 2014].

Разрез западной части региона характеризуется четко выраженным циклическим строением. В разрезах выделяются и прослеживаются по латерали последовательно сменяющиеся комплексы преимущественно песчаных и глинистых пород, образующие регоциклиты, которые в целом соответствуют свитам и подсвитам [Карогодин, 1993]. В пределах Западно-Сибирской платформы, где нижеюрские образования сложены песчано-алеврито-глинистыми породами, регоциклиты подразделяются на серии циклитов более низкого ранга. Среди них наиболее отчетливо выражены циклически построенные

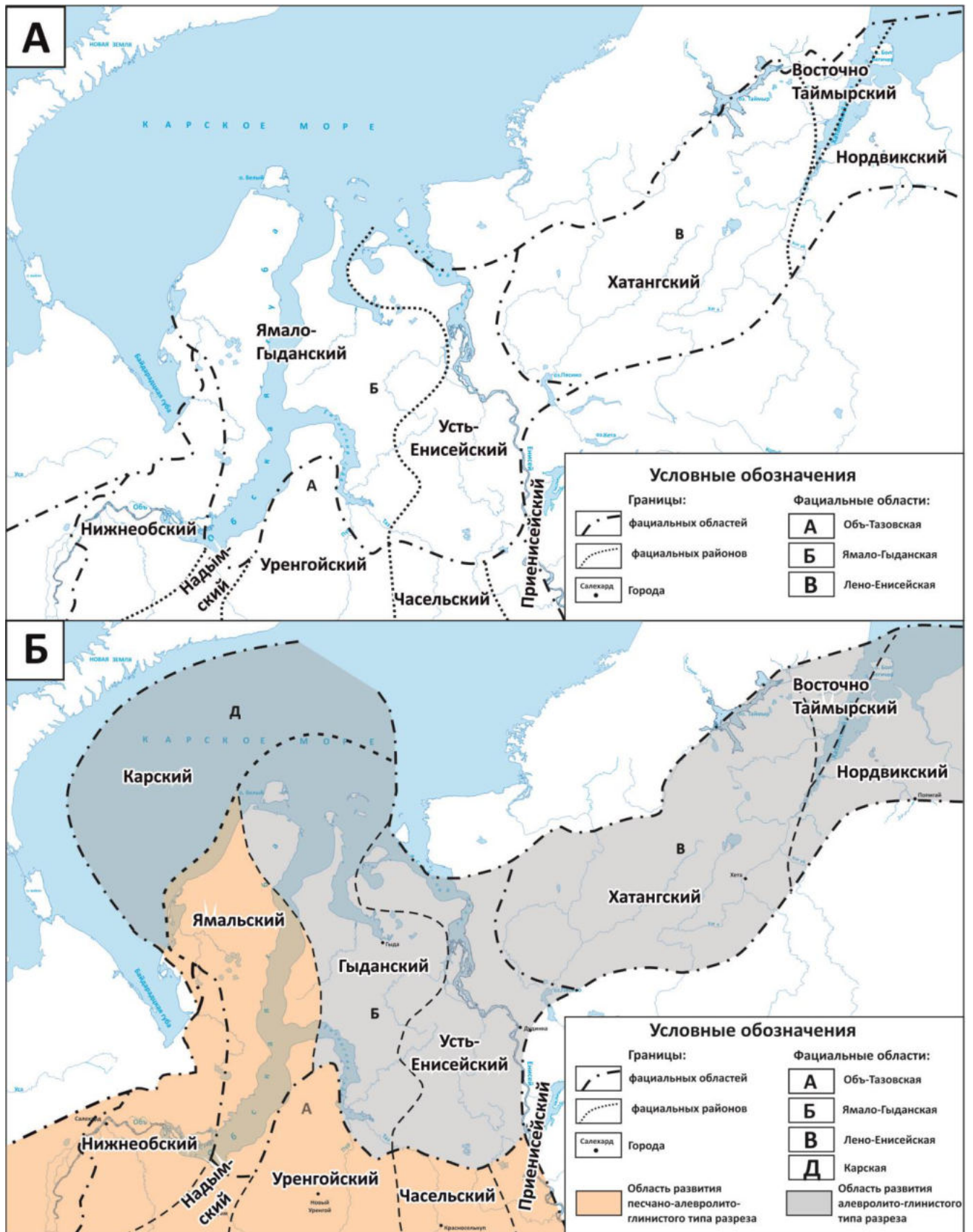


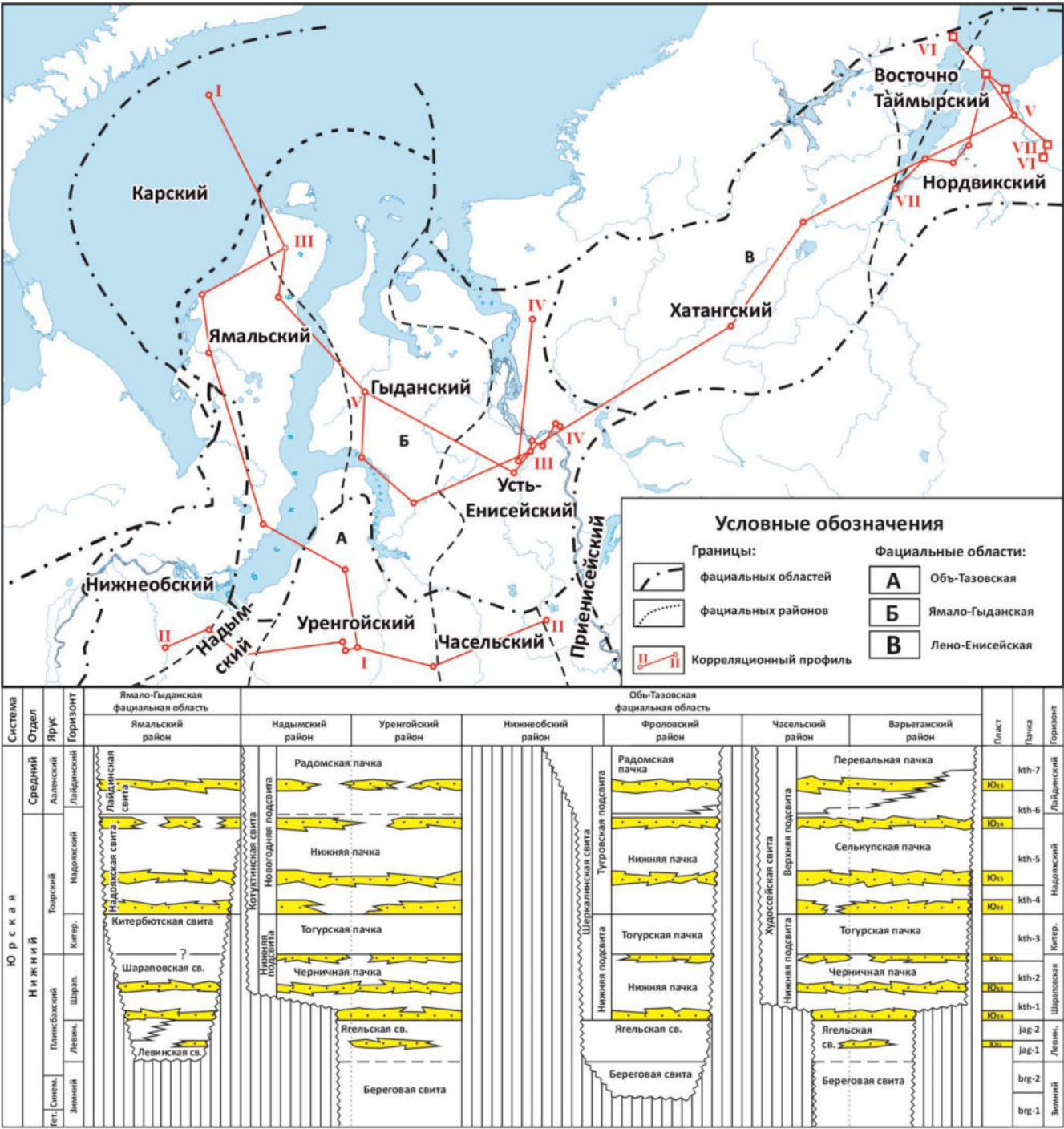
Рисунок. 2.1. А – Фациальное районирования нижне-среднеюрских отложений северных и арктических районов Сибири (Западная Сибирь [Решение..., 2004], Восточная Сибирь [Шурыгин и др., 2000]. Б – Уточненное фациальное районирования нижне-среднеюрских отложений северных и арктических районов Сибири [Шемин и др., 2024]

[illegible]

Рисунок 2.3 – Уточненный вариант фрагмента региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры Сибири [Шемин и др, 2024] с дополнениями автора.

пачки, или зональные циклиты, которые наряду с общеизвестными маркирующими горизонтами (левинской, китербютской и лайдинской свитами) использовались в качестве литостратиграфических реперов при корреляции юрских отложений. Для отложений нижней и нижней части средней юры такие пачки обычно представлены песчаниками, постепенно переходящими вверх по разрезу в алевроито-глинистые разновидности пород. По результатам детальной корреляции в пределах этого типа разреза выделено одиннадцать пачек циклического строения. В их основании залегают широко распространенные песчаные пласты Ю₁₃–Ю₂₀, которые на ряде площадей являются продуктивными интервалами (Рисунок 2.4). Поскольку выделенные пачки циклического строения более широко распространены, чем свиты и подсвиты, их возрастная привязка осуществлялась относительно как местных, так и региональных стратиграфических подразделений [Шемин, 2014].

В восточной части рассматриваемого региона, в пределах Анабаро-Хатангской седловины, Енисей-Хатангского прогиба и смежной с ним территории Западно-Сибирской платформы, нижнеюрские отложения характеризуются повышенной глинистостью, значительными фациальными изменениями и невыдержанностью мощностей по площади. Этот тип разреза отличается преобладанием алевроито-глинистых пород, вследствие чего устойчивые пачки циклического строения здесь выражены существенно слабее либо не прослеживаются на значительные расстояния. В связи с этим корреляция отложений нижней и нижней части средней юры проводилась преимущественно на уровне свит и подсвит.



2.3. Результаты корреляции ниже-среднеюрских отложений

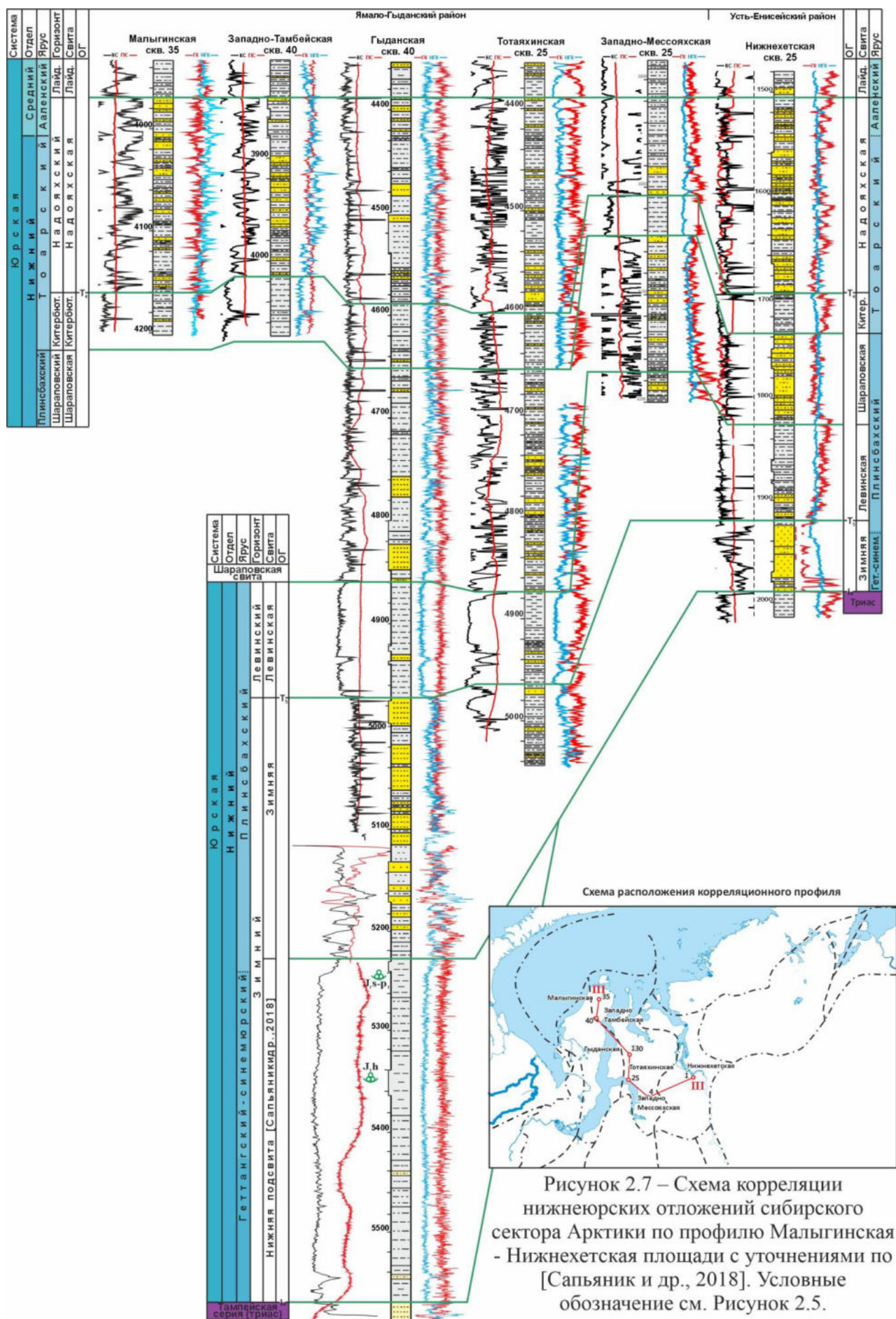
Ниже представлены результаты корреляции нижней (и низов средней) юры исследуемого региона на уровне региональных и вспомогательных стратиграфических подразделений – свит, подсвит и пачек циклического строения (Рисунки 2.5–2.11). Описание выполнено по региональным стратиграфическим горизонтам, которых в разрезах нижней и нижней части средней юры выделено шесть: зимний, левинский, шараповский, китербютский, надояхский и лайдинский. Наиболее полная их характеристика приведена в решениях межведомственных региональных стратиграфических совещаний, монографических работах и многочисленных публикациях [Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000; Шемин и др., 2014, 2019, 2023а]. В настоящем разделе кратко изложены основные результаты детальной корреляции этих отложений.

В основу корреляции положены реконструированные разрезы скважин и обнажений, составленные по каротажным диаграммам, описаниям керна и обнажений, представленным в материалах ИНГГ СО РАН, а также по данным открытых и фондовых работ. Данные об определении возраста отложений по органическим остаткам получены из материалов ИНГГ СО РАН, открытых публикаций и фондовых источников [Дибнер, 1961; Стратиграфия..., 1976; Сакс и др., 1963, 1978; Геология..., 1982; Меледина и др., 1987; Шурыгин и др., 1982, 2000; Шурыгин, 2005; Научное обобщение..., 2001(ф); Никитенко и др., 2009, 2013; Пояснительная записка..., 2009, 2013, 2016, 2021; Попов, Никитенко, 2020; Лутиков и др., 2022; Горячева, 2023].

Зимний горизонт (геттанг-низы верхнего плинсбаха) залегает в основании юрских отложений на разновозрастных породах триаса и палеозоя и распространен в центральных наиболее погруженных частях Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины, а также прогнозируется в палеопрогибах акватории Карского моря. Представлен береговой и зимней свитами.



Рисунок. 2.6 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю: Полульская - Западно-Ермаковская площади, по Шемину [Шемин, 2014], с дополнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 2.5.



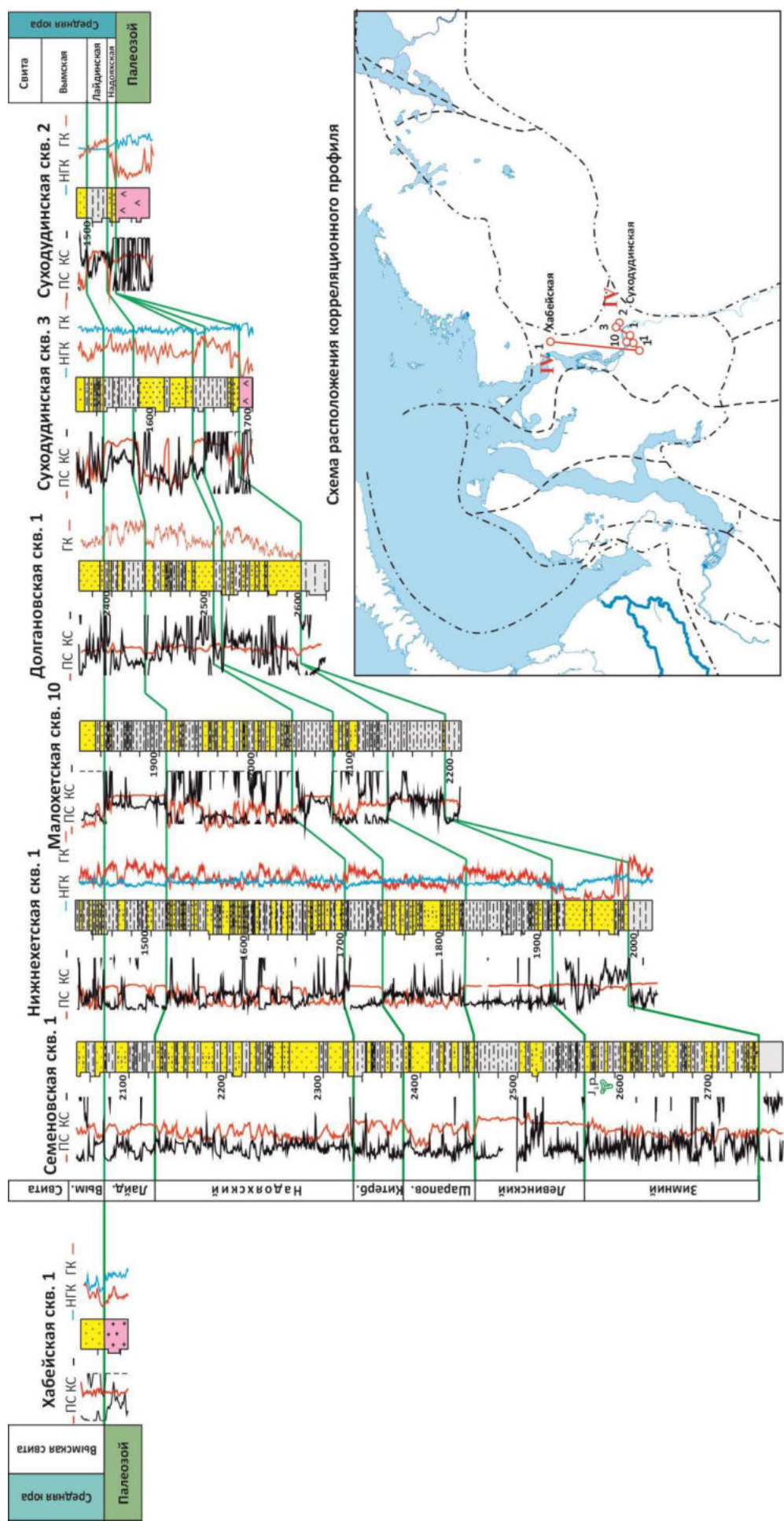


Рисунок 2.8 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю: Хабейская - Суходудинская площадь. Рисунок, по Шемину [Шемин и др., 2023], с дополнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 2.5.

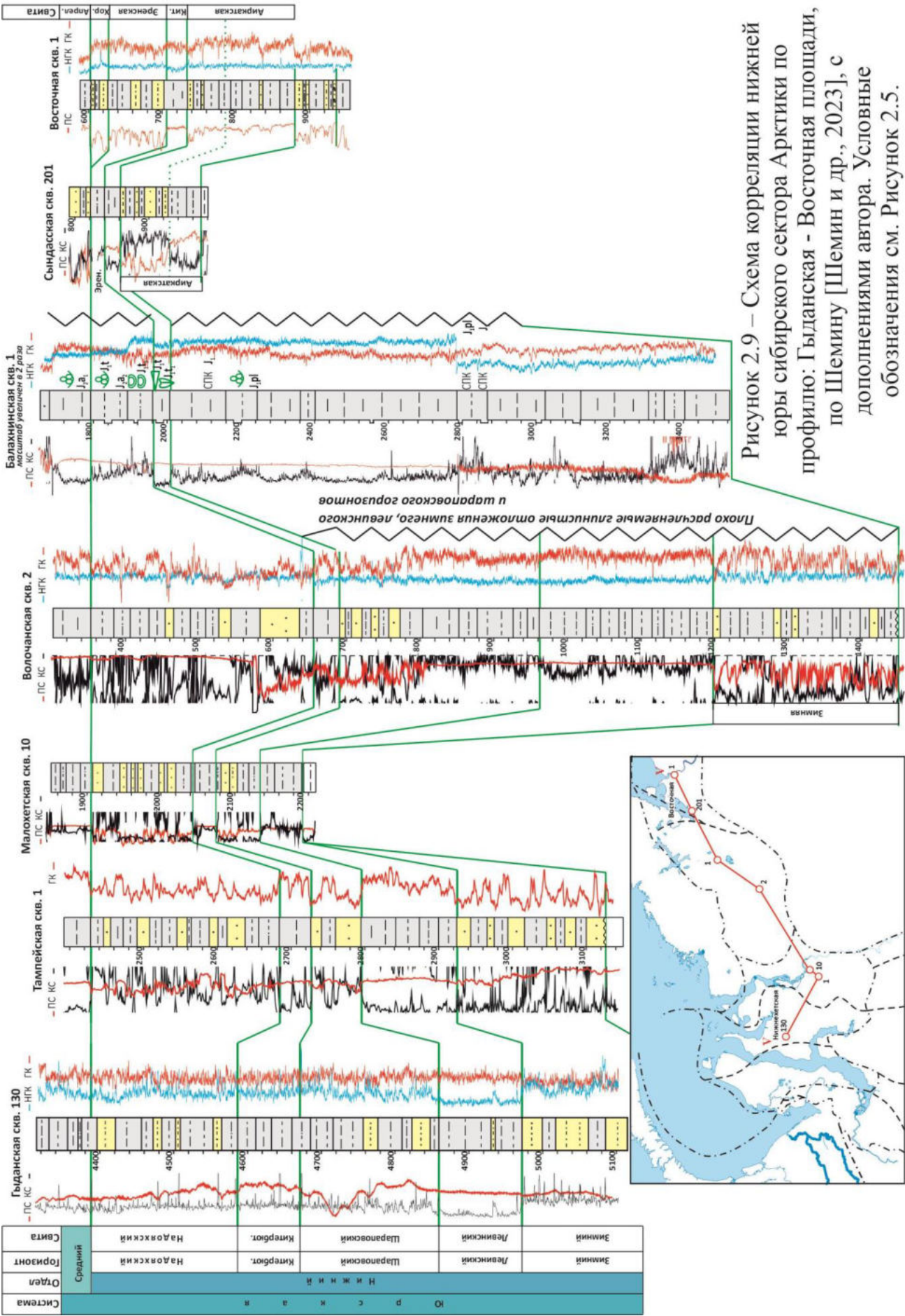


Рисунок 2.9 – Схема корреляции нижней юры сибирского сектора Арктики по профилю: Гыданская - Восточная площади, по Шемину [Шемин и др., 2023], с дополнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 2.5.

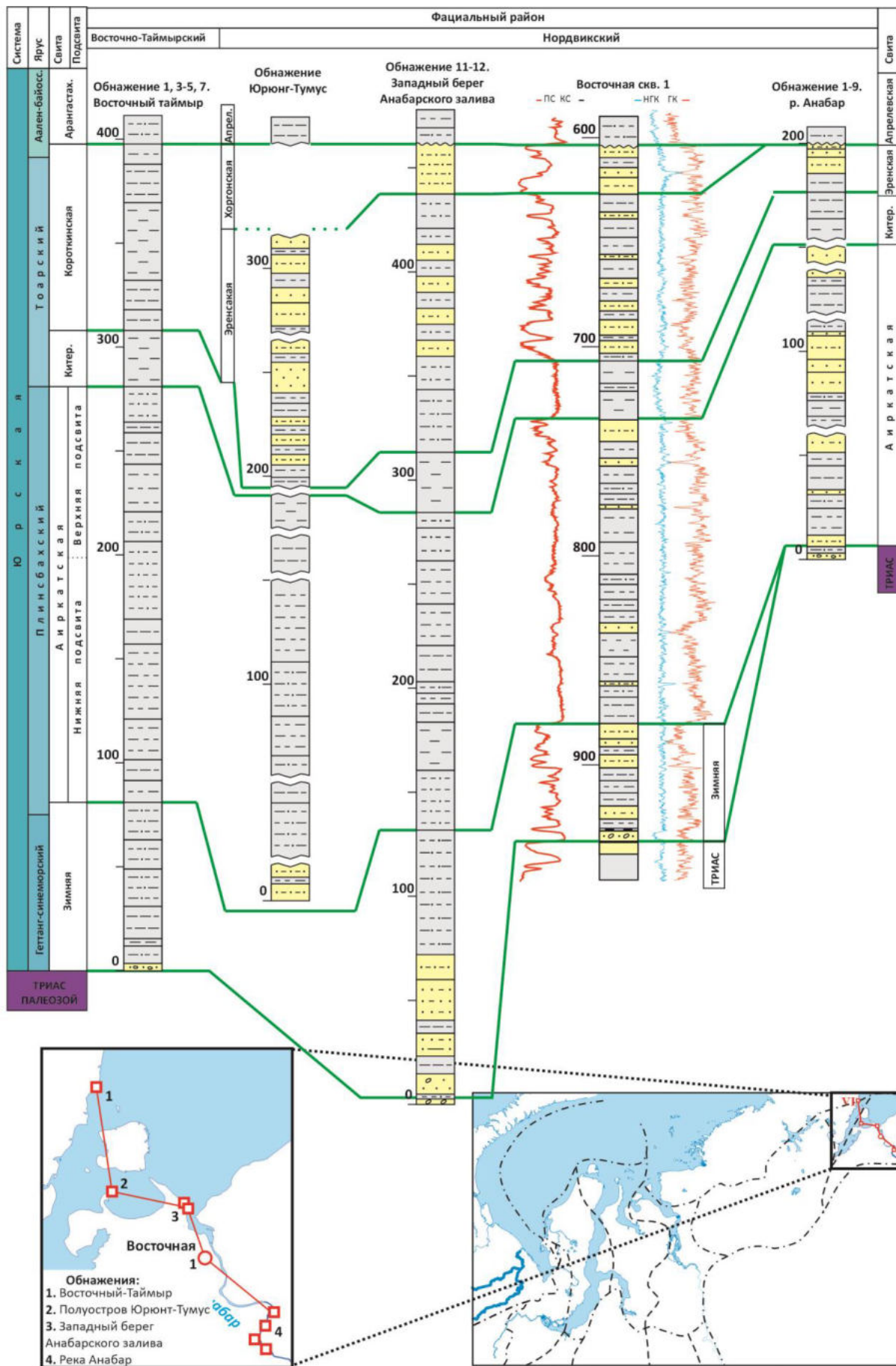


Рисунок 2.10 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю обнажения Восточный Таймыр - обнажения Река Анабар. Описание обнажений по [Левчук, 1985; Лутиков и др., 2022 и др.] Условные обозначение см. Рисунок 2.5

Рисунок 2.11 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сектора Арктики по профилю: Рыбинская площадь - обнажения Река Анабар. Описание обнажений по [Левчук, 1985; Лутиков и др., 2022 и др.]. Условные обозначения см. Рисунок 2.5.

Береговая свита залегает в основании юрских отложений на гравелитово-песчаных породах витютинской свиты триаса и развита преимущественно в южных и центральных районах Западно-Сибирской плиты, в пределах Надымского, Уренгойского и Нижнеобского фациальных районов (см. Рисунки 2.5 и 2.6). Она выделена коллективом авторов [Гурари и др., 1988] по Геологической скв. 14. Свита представлена разномерными, местами гравелитистыми песчаниками, а также алевроито-глинистыми породами. Мощность свиты изменяется от нескольких десятков до 300 м, на большей части территории ее распространения – от 40 до 200 м. По литологическому составу выделяют три типа разреза свиты: преимущественно гравелито-песчаный, песчано-алеврито-глинистый и преимущественно алевроито-глинистый [Шемин, 2014].

Зимняя свита распространена на большей части рассматриваемого региона, включая центральные и северные районы Западно-Сибирской платформы, Енисей-Хатангский прогиб и Анабаро-Хатангскую седловину. Она также прогнозируется в пределах палеопрогибов акватории Карского моря, частично выклиниваясь к склонам крупных поднятий или полностью исчезая в направлении Ямальского полуострова и окраин Сибирской платформы. Она была выделена Г. Н. Карцевой, З. З. Родкиной, В.Д. Накаряковым и М.Х. Сапиром на одноименной площади в низовьях р. Енисей, со стратотипом в Семеновской скв. 1 [Байбародских и др., 1968].

По литологическому составу зимняя свита подразделяется на три типа разрезов: песчаный, песчано-алеврито-глинистый, преимущественно алевроито-глинистый. Первый тип разреза развит в пределах Усть-Енисейского, Нордвикского и Восточно-Таймырского районов, примыкающих к Сибирскому кратону и Таймырской складчато-надвиговой области (см. Рисунки 2.8, 2.10). Он представлен преимущественно песчаниками, местами мелко- и среднезернистыми, реже гравелитистыми. Мощность свиты в этих районах изменяется от 80–100 до 200 м. Подобный литологический состав прогнозируется также в бортовых частях Енисей-Хатангского прогиба, включая Хатангский район.

Второй тип разреза – песчано-алеврито-глинистый – распространен в северных районах и, предположительно, в акватории Карского моря. Здесь свита представлена чередованием пластов песчаников с прослоями алевролитов и глин. Мощность отложений значительно возрастает и достигает 100–800 м (см. Рисунок 2.7).

Третий тип разреза, алеврито-глинистый, развит в центральной части Хатангского района. Он сложен преимущественно алевролитами и глинами с незначительными прослоями песчаников. Мощность отложений здесь максимальна – от 250 до 1200 м (см. Рисунок 2.9). По геофизическим данным она достигает 3000 м.

Нижняя подсвита зимней свиты развита в центральной части Гыданского района, где вскрыта одноименной параметрической скважиной. Здесь зимний горизонт имеет четко выраженное двучленное строение (см. Рисунок 2.5). Верхняя его часть представлена вторым типом разреза зимней свиты (песчано-алеврито-глинистыми породами). Нижняя часть сложена преимущественно глинами с редкими прослоями алевролитов, что резко отличает ее по литологическому составу от вышележащих пород. Такое контрастное различие позволяет рассматривать нижнюю глинистую толщу как самостоятельное стратиграфическое подразделение. Ее мощность составляет около 350 м. Возраст толщи определен по комплексу фораминифер как геттангский. Результаты параметрического бурения и биостратиграфических исследований Гыданской скв. 130 были ранее опубликованы В.В. Сапьяник с соавторами [Сапьяник и др., 2018], где они предложили выделить данную толщу в качестве нижней подсвиты зимней свиты. Согласно их данным, разрез зимнего горизонта наращивается мощной алеврито-глинистой толщей геттанг-синемюрского возраста. Ниже она сменяется тампейской серией, в основании которой установлены комплексы фораминифер и остракод, указывающие на верхнетриасовый возраст.

Левинский горизонт (нижняя часть верхнего плинсбаха) более широко распространен в пределах рассматриваемого региона по сравнению с

подстилающим. Территория его развития несколько увеличена почти во всех направлениях, но наиболее значительно – в западном. Горизонт характеризуется преимущественно глинистым составом и относительно выдержанной по площади мощностью, изменяющейся в пределах 40–150 м. Он служит реперным стратиграфическим уровнем нижней юры и соответствует сейсмическому горизонту Т5. На большей части территории горизонт представлен ягельной и левинской свитами, а также их возрастным аналогом – нижеаиркатской подсвитой, распространенной в меньшей степени.

Ягельная свита развита повсеместно в южной части региона, главным образом в Надымском и Уренгойском районах. Представлена глинами (аргиллитами), глинистыми алевролитами, местами с прослоями песчаников. Толщина ее изменяется от 20–30 до 150 м. В наиболее песчаных разрезах выделяются две пачки циклического строения – jag-1 и jag-2. В кровле первой пачки фиксируется регионально выдержанный пласт песчаников Ю₂₀ (см. Рисунок 2.4). Свита была выделена в Уренгойской скв. 414 [Биостратиграфия..., 1989].

Левинская свита развита в северной части Западно-Сибирской плиты и большей части Енисей-Хатангского прогиба, представлена глинами и глинистыми алевролитами. Толщина ее изменяется от 10–20 до 400 м. Свита выделена А. А. Булынниковой, Н. И. Байбародских, Г. Н. Карцевой, З. З. Родкиной в 1967 г. по поселку Левинский (Красноярский край) со стратотипом Семеновской скв. 1 [Байбародских и др., 1968].

Аиркатская свита распространена в Нордвикском и Восточно-Таймырском фациальных районах. Она выделена по мысу Аиркат на западном берегу Анабарской губы. Стратотип свиты находится на западном побережье Анабарской губы в пачках 9–14 сводного разреза [Сакс, 1978]. Свита имеет двучленное строение и подразделяется на две подсвиты – нижнюю и верхнюю (см. Рисунки 2.10 и 2.11).

Нижнеаиркатская подсвита составляет нижнюю часть аиркатской свиты и представлена глинистыми и алевроито-глинистыми отложениями с редкой рассеянной галькой. Толщина подсвиты изменяется от 40 до 170 м.

Верхнеаиркатская подсвита представлена алевроито-песчаными разновидностями отложений, толщины которых уменьшаются в северном направлении – от 120 до 30 м. В связи с неоднозначной возрастной детализацией аиркатской свиты граница между подсвитами проведена условно – по переходу от преимущественно глинисто-алевритовых отложений нижней части к более опесчаненным отложениям верхней части, с учетом циклического строения разрезов аиркатской свиты, охарактеризованного М.А. Левчук [Левчук, 1985].

Шараповский, китербютский, надояхский и лайдинский горизонты представлены циклическим чередованием песчано-алеврито-глинистых отложений, распространенных значительно шире, чем вышеописанные стратиграфические подразделения. Толщины этих отложений варьирует от 50 до 1500 м. Максимальные значения прогнозируются в Хатангском районе, несколько меньшие – в северных частях Усть-Енисейского, Ямальского и Гыданского районов, а также предположительно в пределах Карской области. Средние значения (200–400 м) характерны для основной части региона, минимальные отмечаются в зонах выклинивания отложений, прилегающих к Уральской и Таймырской складчатым областям и к Сибирской платформе.

Границы горизонтов, как правило, четко выражены литологически, что позволяет уверенно прослеживать их по данным ГИС и сейсморазведке (горизонты Т3, Т4) на большей части исследуемой территории. На многих площадях бурения имеются определения возраста этих образований по органическим остаткам. Литологический состав горизонтов по площади региона изменяется значительно. В окраинных частях бассейна он имеет преимущественно песчаный состав. В Усть-Енисейском, Хатангском, Восточно-Таймырском и Гыданском районах, а также, предположительно, в акватории Карского моря разрез характеризуется глинистым составом. В юго-западной части территории рассматриваемого региона, в пределах

Обь-Тазовской и Ямало-Гыданской областей, рассматриваемые отложения имеют песчано-алеврито-глинистый состав с четко выраженным циклическим строением. В них выделяются и прослеживаются по территории региона семь пачек циклического строения (пачки 1 – 7), в основании каждой из которых выделяются регионально выдержанные песчаные пласты: Ю₁₉–Ю₁₃ (см. Рисунки 2.5- 2.7).

В разных фациальных районах стратиграфический объем шараповского, китербютского, надояхского и лайдинского горизонтов представлен различными местными стратиграфическими подразделениями. В Надымском и Уренгойском районах – котухтинской свитой, в Часельском и Приенисейском районах – худосейской свитой, в Нижнеобском – шеркалинской свитой.

Котухтинская свита развита в Уренгойском, Надымском и Варьеганском районах. Залегае на отложениях ягельной свиты и перекрывается среднеюрскими отложениями тюменской свиты. Представлена разномзернистыми, нередко глинистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и прослоями углистых пород. Толщина свиты изменяется от 200 до 800 м. В ее пределах прослеживаются семь пачек циклического строения – kth-1–kth-7, мощностью от 10–20 до 40–50 м. Песчаные пласты Ю₁₉ – Ю₁₃, как правило, приурочены к нижним частям этих пачек, а глинистые породы – к верхним. В ее разрезе выделяются нижняя и верхняя подсвиты. *Нижнекотухтинская* подсвита включает пачки kth-1–kth-3, *верхнекотухтинская* – пачки kth-4–kth-7. Свита выделена А.А. Неждановым и В.В. Огибениным по Большекотухтинской скв. 105 [Нежданов, Огибенин, 1987].

Худосейская свита развита в Часельском и Приенисейском районах и является возрастным аналогом котухтинской свиты. Залегае на отложениях ягельной свиты и перекрывается песчаниками и алевролитами тюменской свиты. Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород. Толщина свиты изменяется от 250 до 500 м. В разрезе выделяются нижняя и верхняя подсвиты, соответствующие по стратиграфическому положению нижне- и верхнекотухтинской подсвитам. В пределах свиты также прослеживаются семь пачек циклического строения – hd-1 – hd-7, мощностью от 10–20 до 40–50 м. В

основании этих пачек залегают песчаные пласты Ю₁₉–Ю₁₃. *Нижнехудосейская подсвита* включает пачки hd-1–hd-3, *верхнехудосейская* – пачки hd-4–hd-7. Свита предложена А. А. Неждановым и В.В. Огибениным в 1987 г. по Верхнекаралькинской скв. 101 [Нежданов, Огибенин, 1987].

Шеркалинская свита развита в юго-западной части рассматриваемого региона, в пределах Фроловского и Нижнеобского районов, и является возрастным аналогом котухтинской и худосейской свит. Представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, прослоев углистых пород и углей. Толщина свиты изменяется от 140 до 430 м. В ее составе выделяются нижняя и верхняя подсвиты. В разрезе свиты также прослеживаются семь пачек циклического строения – shrl-1–shrl-7, в основании которых залегают песчаные пласты Ю₁₉ – Ю₁₃. *Нижнешеркалинская подсвита* включает пачки shrl-1–shrl-3, синхронные пачкам kth-1–kth-3 нижнекотухтинской подсвиты. *Вернешеркалинская подсвита* включает пачки shrl-4–shrl-7, соответствующие пачкам kth-4–kth-7 верхнекотухтинской подсвиты. Свита впервые предложена Г.К. Боярских, Х.А. Иштиряковой и Л.В. Ровниной в 1964 г. со стратотипом по скважинам Шеркалинской и Погребневской площадей [Иштирякова, 1968].

Шараповский горизонт (конец позднего плинсбаха) представлен породами шараповской свиты (Ямало-Гыданский, Усть-Енисейский, Хатангский районы), верхнеайркатской подсвиты (Нордвикский, Восточно-Таймырский районы) и нижней части нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов (пачки kth-1, kth-2 и нижняя часть kth-3). Отложения представлены в основном переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, а в Хатангском и Восточно-Таймырском районах – в основном алевролитами и глинами. Толщины отложений изменяются от 20–30 до 300 м (см. Рисунок 2.9).

Шараповская свита распространена в пределах Ямальского, Гыданского, Усть-Енисейского и Хатангского районов. Она была впервые описана А.А. Булынниковой, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой и З.З. Ронкиной как нижняя толща *джангодской свиты* и впоследствии выделена в самостоятельное

стратиграфическое подразделение – шараповскую свиту со стратотипом в Усть-Енисейском районе, по данным Малохетской скв. 15 [Байбародских и др., 1968; Решение..., 1991]. Свита характеризуется изменчивым литологическим составом и по результатам корреляции подразделяется на три типа разрезов.

Первый тип разреза – песчано-алеврито-глинистый – развит в Ямальском районе. Он представлен чередованием пластов песчаников различной зернистости с прослоями алевролитов и глин и имеет четко выраженное циклическое строение. Выделяются три циклические пачки: kth -1, kth -2 и нижняя часть kth -3. В основании каждой пачки залегают регионально выдержанные песчаные пласты Ю₁₉, Ю₁₈, Ю₁₇ (см. Рисунок 2.5). Мощность обычно 100–200 м (локально 30–40 м).

Второй тип разреза – алеврито-глинисто-песчаный – развит в Усть-Енисейском и Гыданском районах. Он сложен переслаиванием алевролитов и глин с редкими пластами песчаников. Мощность свиты в пределах этого типа составляет 100–200 м.

Третий тип разреза – преимущественно глинисто-алевролитовый – распространен в Хатангском районе. Он представлен преимущественно глинами с прослоями алевролитов и редкими невыдержанными песчаниками. Мощность свиты изменяется от 80 до 250 м.

Китербютский горизонт (начало раннего тоара) распространен по всей территории региона и представлен в основном двумя стратиграфическими подразделениями – китербютской свитой и верхней частью нижнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов (верхняя глинистая часть пачки kth-3). Оба сложены аргиллитами, местами битуминозными, с редкими тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Для них характерна высокая литологическая однородность и устойчивость мощностей по площади распространения – обычно от 40 до 60 м. Китербютский горизонт служит реперным стратиграфическим уровнем нижней юры и соответствует сейсмическому горизонту Т4.

Китербютская свита развита в Ямало-Гыданском, Усть-Енисейском, Хатангском, Восточно-Таймырском и Нордвикском районах. Представлена

преимущественно глинами и аргиллитами, местами битуминозными, с редкими маломощными прослоями алевролитов, алевропесчаников и песчаников. Толщина свиты изменяется от 40 до 60 м, местами достигает 70 м. Первоначально была выделена А.А. Булынниковой, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой и З.З. Ронкиной в 1967 г. как средняя толща джангодской свиты со стратотипом в Малохетской скв. 15; позднее переименована в самостоятельную свиту [Байбародских и др., 1968; Гулари и др., 2005].

Надояхский горизонт (верхняя часть нижнего тоара – низы нижнего аалена) залегает в кровле нижеюрских отложений и характеризуется значительной изменчивостью литологического состава. В пределах региона он представлен надояхской, короткинской, хоргонской, эренской свитами, а также нижней и средней частями верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов (пачки kth-4, kth-5 и нижняя часть пачки kth-6) (см. Рисунки 2.6, 2.11).

Надояхская свита распространена в пределах Ямало-Гыданской области, Хатангского района и акватории Карского моря. Она впервые была описана А.А. Булынниковой, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой и З.З. Ронкиной как верхняя толща джангодской свиты со стратотипом в Малохетской скв. 10 [Байбародских и др., 1968]. Позднее выделена в самостоятельное стратиграфическое подразделение – надояхскую свиту [Гулари и др., 1988]. Свита характеризуется заметной литолого-фациальной изменчивостью и по результатам корреляции подразделяется на два типа разрезов.

Первый тип разреза – песчано-алеврито-глинистый, циклический – развит в Ямальском районе и на прилегающих участках Сибирского кратона. Разрез представлен чередованием пластов песчаников различной зернистости с алевролитами и глинами и имеет четко выраженное циклическое строение. В нем выделяются три циклические пачки – kth-4, kth-5, kth-6 (нижняя часть). В основании каждой из них залегают регионально выдержанные песчаные пласты Ю₁₆, Ю₁₅ и Ю₁₄. Мощность свиты в этом типе изменяется от 100 до 400 м, локально снижаясь до 30–40 м.

Второй тип разреза – глинисто-алевролитовый, нециклический – распространен в остальной большей части района исследования. Разрез представлен преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников, не выдержанных по площади. Мощность свиты составляет 150–400 м, увеличиваясь в северных и восточных районах.

Короткинская свита распространена в пределах Восточно-Таймырского района. Разрез представлен преимущественно глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов. Мощность свиты составляет 90–110 м (см. Рисунок 2.11). Выделена в Восточно-Таймырском фациальном районе Б.Н. Шурыгиным. Название получила по ручью Короткий [Шурыгин и др., 2000].

Хоргонская и эренская свиты соответствуют надояхскому горизонту в пределах Нордвикского района. *Эренская свита* получила название по мысу Эрен, на восточном берегу Анабарского залива. Стратотип свиты построен по обнажениям западного берега Анабарской губы, в 6 км от мыса Аиркат [Шурыгин и др., 2000]. Стратиграфический диапазон – от верхов нижнего до верхнего тоара. Она залегает без видимого несогласия на отложениях китербютской свиты. Представлена свита переслаиваем алевролитоглинистых пачек с прослоями песчаников. Толщина свиты достигают 150 м.

Хоргонская свита выделена в Нордвикском фациальном районе (по мысу Хорго) со стратотипом в обнажении западного берега Анабарского залива, в 7,3 км от мыса Аиркат [Шурыгин и др., 2000]. Она залегает с плавным переходом на отложения эренской свиты. Представлена глинистыми и песчаными алевролитами с увеличением песчаности вверх по разрезу. Толщины достигают 30 м. Свита несогласно перекрывается отложениями арангастахской свиты с размывом. Из-за этого хоргонская свита может полностью отсутствовать (см. Рисунок 2.10).

Лайдинский горизонт (верхняя часть нижнего и верхняя часть верхнего аалена) залегает в основании среднеюрских отложений и имеет почти повсеместное распространение на исследуемой территории. Он отличается

выдержанностью литологического состава и мощностей и служит третьим реперным стратиграфическим уровнем юрских отложений, соответствующим сейсмическому горизонту ТЗ. Он сложен преимущественно глинистыми отложениями одноименной и апрелевской свит и верхней частью верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастных аналогов (пачка kth-7 и верхняя часть пачки kth-6).

Лайдинская свита развита в Ямало-Гыданском, Усть-Енисейском и Хатангском районах. Представлена преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов, реже песчаников и углей. Толщина свиты достигает 100 м. Свита согласно залегает на надояхской свите и имеет четко выраженную нижнюю границу. Благодаря выдержанному глинистому составу, устойчивым мощностям и характерному облику на каротажных диаграммах она используется как реперный уровень. Свита выделена А.А. Булынниковой, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой и З.З. Ронкиной в 1967 г. [Байбародских и др., 1968].

Апрелевская свита выделена в Восточно-Таймырском районе в бассейне ручья Апрелевский. Свита представлена циклично переслаивающимися глинами и алевролитами разной зернистости, с прослоями и линзами песчаников. Мощность свиты доходит до 60 м. Свита залегает согласно на отложениях короткинской свиты и несогласно перекрывается арангстахской. Стратиграфический диапазон – нижний неполный верхний аален [Шурыгин и др., 2000].

Результаты корреляции показывают, что нижнеюрские и нижняя часть среднеюрских отложений исследуемого региона характеризуются закономерным чередованием преимущественно песчаных и преимущественно глинистых горизонтов. Наиболее песчаные интервалы рассматриваются в настоящей работе как проницаемые комплексы. Перекрывающие их преимущественно глинистые и алевроито-глинистые горизонты рассматриваются как флюидоупоры. Совместно такие смежные по разрезу проницаемые и экранирующие толщи образуют региональные резервуары, под которыми в настоящей работе понимается совокупность экранирующего, расположенного сверху, и проницаемого,

расположенного внизу, комплексов, в пределах которых возможны миграция, аккумуляция и консервация углеводородов. Стратиграфическое положение и стратиграфический объем геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров и их составных частей, а также принятая региональная и используемая в настоящей работе индексация продуктивных песчаных пластов представлены на Рисунке 2.12.

Выводы

В результате обобщения материалов бурения, каротажных диаграмм, описаний керна, обнажений и биостратиграфических данных выполнена детальная корреляция нижнеюрских и нижней части среднеюрских отложений с построением серии региональных корреляционных профилей по территории Енисей-Хатангского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины и севера Западно-Сибирской платформы. Построенные профили позволили сопоставить разрезы на уровне свит, подсвит и пачек циклического строения, а также увязать местные стратиграфические подразделения различных фациальных районов в единую корреляционную схему.

Наиболее детально циклическое строение устанавливается в западной и юго-западной частях исследуемого региона, где нижнеюрские и нижняя часть среднеюрских отложений представлены преимущественно песчано-алевритоглинистыми разрезами. В этих районах выделены и прослежены одиннадцать пачек циклического строения, в основании которых расположены основные песчаные пласты Ю₂₀–Ю₁₃. Построенные корреляционные профили показывают их стратиграфическое положение, выдержанность и изменение мощности в пределах Надымского, Уренгойского, Нижнеобского, Ямальского и смежных районов.

Для центральных, северных и восточных частей исследуемого региона установлено иное строение нижнеюрских разрезов. Здесь преобладают алевритоглинистые и глинисто-алевритовые отложения, циклическое строение выражено слабее, а отдельные песчаные интервалы имеют более ограниченное и менее

Ю р с к а я										Система
Н и ж н и й										Отдел
Плинсбахский										Ярус
Геттанг.	Синемюрский резервуар	Плинсбахский региональный резервуар				Тоарский региональный резервуар				Региональный резервуар и его составные части
Зимний проницаемый комплекс	Зимняя свита	Левинский флюидоупор	Шараповский проницаемый комплекс	Китер. флюид.	Надояхский проницаемый комплекс	Лайдинский флюидоупор				
			Аиркатская свита		Китербютская свита	Короткинская свита	Апрелевская свита			
			Нижняя подсвита	Верхняя подсвита						
	Левинская свита	Шараповская свита	Надояхская свита		Лайдинская свита					
Береговая свита	Ягельная свита	Котухтинская свита и ее возрастные аналоги				Южная				
		Нижняя подсвита		Верхняя подсвита		Пачка 2 (радом.)				
		Пачка 1		Пачка 1						
bg-1	bg-2	jag-1	jag-2	kth-1	kth-2	kth-3	kth-4	kth-5	kth-6	kth-7
		Ю ₂₀	Ю ₁₉	Ю ₁₈	Ю ₁₇	Ю ₁₆	Ю ₁₅	Ю ₁₄	Ю ₁₃	
ЮК ₁₂ ЮН ₁₂ ЮГ _{20-23?}		ЮГ _{18-19?} ЮЯ ₁₂	ЮГ _{13-17?} ЮК ₁₁ ЮН ₁₁ ЮС ₁₁₋₁₃ ЮВ ₁₁₋₁₂ ЮТ ₁₃₋₁₈ ЮЕ ₁₃₋₁₄ ЮЯ ₁₁		ЮВ ₁₀ ЮС ₁₀ ЮЯ ₁₀ ЮК ₁₀ ЮН ₁₀ ЮГ ₁₀₋₁₂ ЮТ ₁₀₋₁₂ ЮЕ ₁₀₋₁₂		ЮГ ₁₀			
									Т ₃	
									Т ₄	
									Т ₅	
Сеймогоризонт										

Рисунок 2.12 – Стратиграфическое положение продуктивных и перспективных пластов и региональных резервуаров нижней (и низов средней) юры сибирского сектора Арктики [Решение..., 2004; Шемин, 2014].

устойчивое распространение. В этих районах корреляция выполнена преимущественно на уровне свит и подсвит, что позволило уточнить соотношение зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской и их возрастных аналогов в различных частях региона.

Анализ построенных профилей показывает, что латеральная изменчивость нижнеюрских отложений проявляется неодинаково для разных стратиграфических уровней и территорий. Наиболее выраженные изменения литологического состава и толщин характерны для зимнего, шараповского и надояхского горизонтов. В то же время левинский, китербютский и лайдинский горизонты обладают большей литологической выдержанностью и могут использоваться как реперные уровни при межрайонной корреляции.

Выполненная корреляция уточняет представления о распространении проницаемых интервалов и флюидоупоров в составе геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров. При этом полученные результаты не заменяют ранее известные данные, а детализируют их за счет сопоставления разрезов в единой стратиграфической системе и увязки основных песчаных пластов, глинистых реперов и местных стратиграфических подразделений на региональных профилях.

Глава 3. КОМПЛЕКСНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И СОСТАВЛЯЮЩИХ ИХ ПРОНИЦАЕМЫХ КОМПЛЕКСОВ И ФЛЮИДОУПОРОВ

В этой главе сначала рассмотрены методические аспекты построения карт вещественного состава, общих толщин и толщин песчаников, а также карт качества флюидоупоров и проницаемых комплексов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров сибирского сектора Арктики. Затем представлены комплексная характеристика исследуемых резервуаров и их составных частей – проницаемых комплексов и флюидоупоров. Охарактеризованы тектоническое районирование, структурные планы, вещественный состав, условия формирования, общие толщины и толщины песчаников, фильтрационно-емкостные свойства пород, качество флюидоупоров и проницаемых комплексов, нефтегазогенерационный потенциал и катагенетическое преобразование органического вещества нефтематеринских отложений. На основании описанных моделей предложено обоснование нового фациального районирования.

Под моделью строения регионального резервуара в работе понимается совокупность взаимосвязанных характеристик, отражающая пространственное распространение резервуара, структурный план, общие толщины и толщины песчаников, литологический состав, условия формирования, удельная емкость коллекторов и качество флюидоупора.

3.1. Методика исследований региональных резервуаров

3.1.1. Методика литолого-палеогеографических исследований

При литолого-палеогеографической характеристике нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики использованы результаты и методические подходы Г.Г. Шемина с соавторами, примененные при изучении юрских

отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и прилегающих территорий [Шемин и др., 2015]. В настоящей работе эти материалы использованы в двух направлениях. Во-первых, как палеогеографическая основа для характеристики условий формирования нижнеюрских отложений. Во-вторых, как методическая база для построения авторских карт вещественного состава проницаемых и экранирующих комплексов нижнеюрских региональных резервуаров.

Самостоятельное построение палеогеографических карт в задачи настоящей работы не входило. В качестве палеогеографической основы использованы реконструкции условий формирования нижнеюрских отложений Г.Г. Шемина с соавторами [Шемин и др., 2014, 2015, 2023б]. Дополнительно привлекались материалы и результаты палеогеографических и палеотектонических реконструкций других авторов, основанные на сейсмофациальном анализе сейсмических изображений, каротажных электрофациях, описании керна и обнажений и других методах [Дибнер, 1961; Ронкина, 1965; Атлас..., 1968, 1976; Меледина и др., 1987; Левчук, 1985; Князев и др., 1991; Шурыгин и др., 2000; Гурари и др., 2005; Никитенко, 2009; Пояснительная..., 2009, 2013, 2016, 2021; Девятков и др., 2011; Курчиков и др., 2012, 2014; Никитенко и др., 2013; Конторович и др., 2013; Lawver et al., 2015; Отчет..., 2016(ф); Афанасенков и др., 2017, 2018; Унгер и др., 2017; Шельфовые осадочные бассейны..., 2020; Попов, Никитенко, 2020; Никишин и др., 2022; Бородкин и др., 2022; Горячева, 2023; Соловьев и др., 2023; Шиманский и др., 2024]. Указанные материалы использовались для сопоставления с принятыми реконструкциями и уточнения построений на отдельных слабоизученных участках.

В использованных палеогеографических реконструкциях Г.Г. Шемина с соавторами палеогеографические области подразделяются на две основные группы: области размыва (денудации) и области осадконакопления (аккумуляции). Области размыва соответствуют участкам, на которых в течение исследуемого отрезка времени осадки не накапливались. Области осадконакопления на

основании анализа распределения толщин, вещественного и минералогического состава накопившихся осадков, текстурных особенностей пород, геохимических показателей обстановок осадконакопления, остатков фауны и флоры и следов жизнедеятельности организмов подразделены на три крупные группы: области континентального, переходного и морского осадконакопления. Область морского осадконакопления дифференцирована по глубине бассейна и включает мелководье (глубина до 25 м), мелководный шельф (глубина 25–100 м), глубоководный шельф (глубина 100–200 м) и глубоководные части бассейна (200–400 и 200–600 м) [Шемин и др., 2014, 2015, 2023б].

Авторские карты вещественного состава построены для проницаемых и экранирующих комплексов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров в пределах Анабаро-Хатангской седловины и восточного окончания Енисей-Хатангского регионального прогиба. При их построении использованы принципы расчета вещественного состава и выделения литологических типов разрезов, примененные в работах Г.Г. Шемина с соавторами [Атлас..., 1968; Шемин, 2014; Шемин и др., 2015, 2023б]. На участках, ранее охваченных региональными построениями, выполнялись уточнение и детализация карт с учетом нового фактического материала.

При выделении типов разрезов использовались общепринятые классификации пород Л.В. Пустовалова [Пустовалов, 1940], М.С. Швецова [Швецов, 1958], Л.Б. Рухина [Рухин, 1969], Н.В. Логвиненко [Логвиненко, 1974], В.Н. Шванова [Шванов и др., 1998]. Описание 14 разновидностей осадочных пород, приведенных в Таблице 3.1, принято по материалам изучения керна и обнажений, обобщенным Г. Г. Шеминым [Шемин, 2014]. Однако при интерпретации разрезов, охарактеризованных только по комплексу ГИС, использовалась более обобщенная классификация, поскольку каротажные данные не позволяют надежно выделять все литологические разности, установленные по керну и естественным выходам. Количество скважин и обнажений, использованных при расчете вещественного состава по горизонтам нижней юры, приведено в Таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Содержание литологических компонентов в породах юрского возраста сибирского сектора Арктики [Шемин, 2014]

Литологические разности пород		Содержание литологических компонентов в породах (%)				
Условные обозначения	Название	Грубообломочная (ГрО)	Песчаная (П)	Алевритовая (А)	Глинистая (Г)	Углеродистая (У)
	Гравелиты, конгломераты	60	35	5	0	0
	Песчаники гравелитистые и гравелитовые	15	85	0	0	0
	Песчаники	0	95	5	0	0
	Песчаники алевритистые и алевритовые	0	75	20	5	0
	Песчаники глинистые и алевритистые	0	60	30	10	0
	Песчаники глинистые	0	90	5	5	0
	Алеврито-песчаники	0	45	50	5	0
	Алевролиты песчанистые	0	20	70	10	0
	Алевролиты глинистые и песчанистые	0	10	80	10	0
	Алевролиты	0	5	90	5	0
	Алевролиты глинистые	0	0	90	10	0
	Глины алевритистые	0	0	20	80	0
	Глины (аргиллиты)	0	0	5	95	0
	Углистые породы	0	0	5	80	15

Построение карт вещественного состава осуществлялось в несколько последовательных этапов. Исходной единицей расчета являлся разрез конкретного стратиграфического интервала в отдельной точке наблюдения – скважине или обнажении. Для каждого такого интервала сначала определялся набор литологических разностей пород и их суммарные мощности.

Таблица 3.2 – Количество скважин и обнажений, использованных при расчете вещественного состава по горизонтам нижней юры

Горизонт	Скважины (район исследования)	Скважины (смежные территории)	Обнажения
Зимний	14	17	4
Левинский	41	26	5
Шараповский	43	26	5
Китербютский	62	33	5
Надояхский	62	33	5
Лайдинский	77	32	1

На первом этапе по материалам ГИС и описанию керна или данным по обнажениям восстанавливался литологический разрез юрских отложений. В пределах каждого рассматриваемого стратиграфического интервала выделялись разности осадочных пород, приведенные в Таблице 3.1, и рассчитывалась суммарная мощность каждой разности. Например, если в пределах интервала встречалось несколько прослоев песчаников, их мощности суммировались и учитывались как общая мощность песчаников в данной точке наблюдения.

На втором этапе суммарные мощности выделенных разностей пород пересчитывались в мощности основных литологических компонентов: грубообломочного, песчаного, алевроитового, глинистого и углеродистого. Для этого использовались соотношения, приведенные в Таблице 3.1. Например, 10 м алевроитистых глин при содержании 20 % алевроитового и 80 % глинистого компонента учитывались как 2 м алевроитового и 8 м глинистого материала. Аналогичным образом пересчитывались все литологические разности, выделенные в интервале.

На третьем этапе для каждой точки наблюдения суммировались мощности одноименных компонентов. В результате для каждого стратиграфического интервала получали суммарные мощности грубообломочного, песчаного,

алевритового, глинистого и углеродистого компонентов. Затем рассчитывалась доля каждого компонента в процентах от общей мощности рассматриваемого интервала. Эти значения характеризовали литологический состав разреза в данной точке наблюдения.

На четвертом этапе процентное содержание каждого компонента переводилось в цифровое обозначение по следующей шкале: 1 – 100–76 %, 2 – 75–51 %, 3 – 50–26 %, 4 – 25–11 %, 5 – 10–1 %, 6 – менее 1 %. Каждому литологическому типу разреза присваивался индекс, состоящий из буквенного обозначения компонента и цифрового обозначения его процентного содержания. Такой индекс фиксировал соотношение основных компонентов в разрезе и позволял сопоставлять между собой разные точки наблюдения.

После индексации точек наблюдения выполнялось картирование литологических типов разрезов. Точки с одинаковыми или близкими индексами объединялись в литологические области, характеризующиеся сходным соотношением основных компонентов. В межскважинном пространстве границы этих областей проводились с учетом результатов корреляции и общей направленности глинизации разрезов в сторону погруженных частей бассейна. Такой подход основан на закономерностях распределения терригенного материала, согласно которым по мере удаления от берега и увеличения глубины бассейна песчаные осадки сменяются алевритовыми и глинистыми [Пустовалов, 1940; Бурлин и др., 1991]. Для слабоизученных участков дополнительно учитывались закономерности строения более изученных среднеюрских региональных резервуаров региона [Шемин и др., 2020а, 2020в; Шемин и др., 2023а].

На заключительном этапе каждая литологическая область характеризовалась типовым разрезом, вынесенным за рамку карт в виде колонок. В левой части колонок указывалось процентное содержание пород в порядке уменьшения зернистости. В правой части колонок приводилось процентное содержание литологических компонентов разреза, присутствующих как в виде

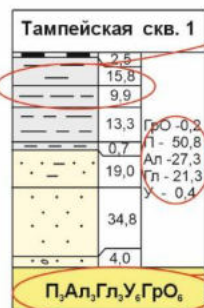
самостоятельных слоев, так и в виде примесей. Под колонками указывались индексы литологических типов разрезов (Рисунок 3.1).

3.1.2. Методика построения карт толщин, толщин песчаников и оценки фильтрационно-емкостных свойств

В качестве исходной структурной основы для построения карт толщин проницаемых комплексов и флюидоупоров тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров использованы ранее созданные электронные сеточные модели структурных карт реперных геологических поверхностей – кровли и подошвы соответствующих проницаемых комплексов и флюидоупоров [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в]. Эти модели были построены на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и бурения с применением методов компьютерной картографии [Красавчиков и др., 1998; Беляев и др., 1998; Леус, 1998а, 1998б; Красавчиков, 2000, 2002]. В настоящей работе карты толщин получены путем вычитания сеточных моделей соответствующих структурных поверхностей.

Построение карт толщин песчаников осуществлялось в несколько последовательных этапов. На первом этапе по данным бурения для каждой скважины рассчитывалось процентное содержание песчаных пород относительно общей толщины рассматриваемого интервала разреза. На втором этапе на основе полученных скважинных данных с учетом выделенных литологических областей строились карты распределения процентного содержания песчаников в пределах каждой литологической области выбранного интервала. На заключительном этапе карты толщин песчаников получены путем поэлементного умножения сеточных моделей карт толщин проницаемых комплексов на соответствующие сеточные модели карт процентного содержания песчаных пород. Такой подход позволил

Литологическая колонка типового разреза



породы и доля их содержания в разрезе, %

содержание литологических компонентов разреза, %

индексы литологических типов разрезом

Литологические компоненты разреза

ГрО - грубообломочный; **П** - песчаный; **Ал** - алевритовый; **Гл** - глинистый; **У** - углеродистый

Содержание компонентов, %: 1 - 100-76; 2 - 75-51; 3 - 50-26; 4 - 25-11; 5 - 10-1; 6 - < 1

Границы



распространения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла



распространения исследуемого горизонта



литологических областей



палеогеографических областей



зона отсутствия регионального резервуара



изопакиты отложений

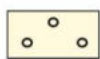


направление сноса осадков

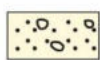


индексы литологических областей, определенные по содержанию литологических компонентов разреза (%)

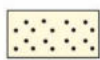
Породы в литологических колонках



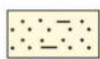
Гравелиты, конгломераты



Песчаники гравелитистые и гравелитовые



Песчаники



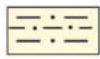
Песчаники алевритистые и алевритовые



Песчаники глинистые и алевритистые



Песчаники глинистые



Алеврито-песчаники



Алевролиты песчанистые



Алевролиты глинистые и песчанистые



Алевролиты



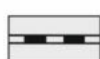
Алевролиты глинистые



Глины алевритистые



Глины (аргиллиты)



Углистые породы

Скважины



использованные для аналитических исследований



вскрывающие отложения исследуемого горизонта или доюрские образования

Фауна



Аммониты



Двустворки морские



Двустворки пресноводные и солоноватоводные



Фораминиферы



Конхостраки



Остракоды



Белемниты

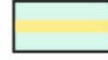
Палеогеографические области



область размыва (суша)



континентального осадконакопления



переходного осадконакопления (прибрежная равнина временами заливавшаяся морем)



морского осадконакопления (мелководная, глубина до 25 м)



мелководный шельф (глубина 25–100 м)



глубоководный шельф (глубина 100–200 м)

Рисунок 3.1 – Легенда литолого-палеогеографических карт юрского времени сибирского сектора Арктики [Шемин, 2014]

учесть изменение общей толщины проницаемых комплексов по площади и латеральную изменчивость содержания песчаного материала в их составе.

Для характеристики емкостных свойств гранулярных коллекторов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров использованы зависимости открытой пористости от глубины залегания. Такой подход обусловлен низкой степенью изученности бурением глубоководных нижнеюрских комплексов и неравномерным распределением лабораторных определений фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу.

В качестве исходной основы использованы опубликованные данные по юрским отложениям рассматриваемого региона, включающие около 6 тыс. определений открытой пористости и межзерновой проницаемости [Шемин, 2014; Шемин и др., 2019]. Эти материалы показывают закономерное ухудшение коллекторских свойств с увеличением глубины залегания (Рисунок 3.2). На глубинах до 3,5 км гранулярные коллекторы характеризуются наиболее благоприятными значениями пористости. Ниже этой отметки пористость уменьшается в среднем на 2,0–2,5 % на каждые 1000 м погружения. На глубинах более 4500 м открытая пористость, как правило, не превышает 12–13 %, а на глубинах более 5000–5500 м приближается к граничным значениям. Межзерновая проницаемость также снижается с глубиной: от средних значений $(2,7–8,2) \cdot 10^{-3}$ мкм² в интервале глубин 2000–2550 м до $(0,7–0,9) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубинах 4000–4250 м [Шемин, 2014; Шемин и др., 2019].

Для прогнозной характеристики открытой пористости на глубоководных и слабоизученных участках построены регрессионные зависимости ее изменения от глубины залегания. Расчеты выполнены для нижнеюрских отложений в целом и отдельно для геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского стратиграфических интервалов (Рисунок 3.3). Общая региональная зависимость имеет вид: $\phi = -0,0020Z + 17,72$, где ϕ – открытая



Рисунок 3.2 – Графики распределения средних значений открытой пористости (%) и межзерновой проницаемости ($1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$) юрских отложений исследуемого региона по интервалам глубин [Шемин и др., 2019]

пористость, %, Z – глубина залегания, м. Для отдельных стратиграфических интервалов получены следующие зависимости: для геттанг-синемюрских отложений $\varphi = -0,0018Z + 17,60$, для плинсбахских отложений $\varphi = -0,0010Z + 13,00$, для тоарских отложений $\varphi = -0,0011Z + 14,68$. Полученные уравнения отражают различия в положении и наклоне регрессионных линий для рассматриваемых интервалов нижнеюрского разреза (см. Рисунок 3.3).

Указанные зависимости использованы для региональной прогнозной характеристики открытой пористости в пределах соответствующих проницаемых комплексов. Выполненная оценка имеет обобщенный характер, поскольку основана на статистической связи открытой пористости с глубиной залегания и не учитывает локальные особенности состава, строения и постседиментационного преобразования пород.

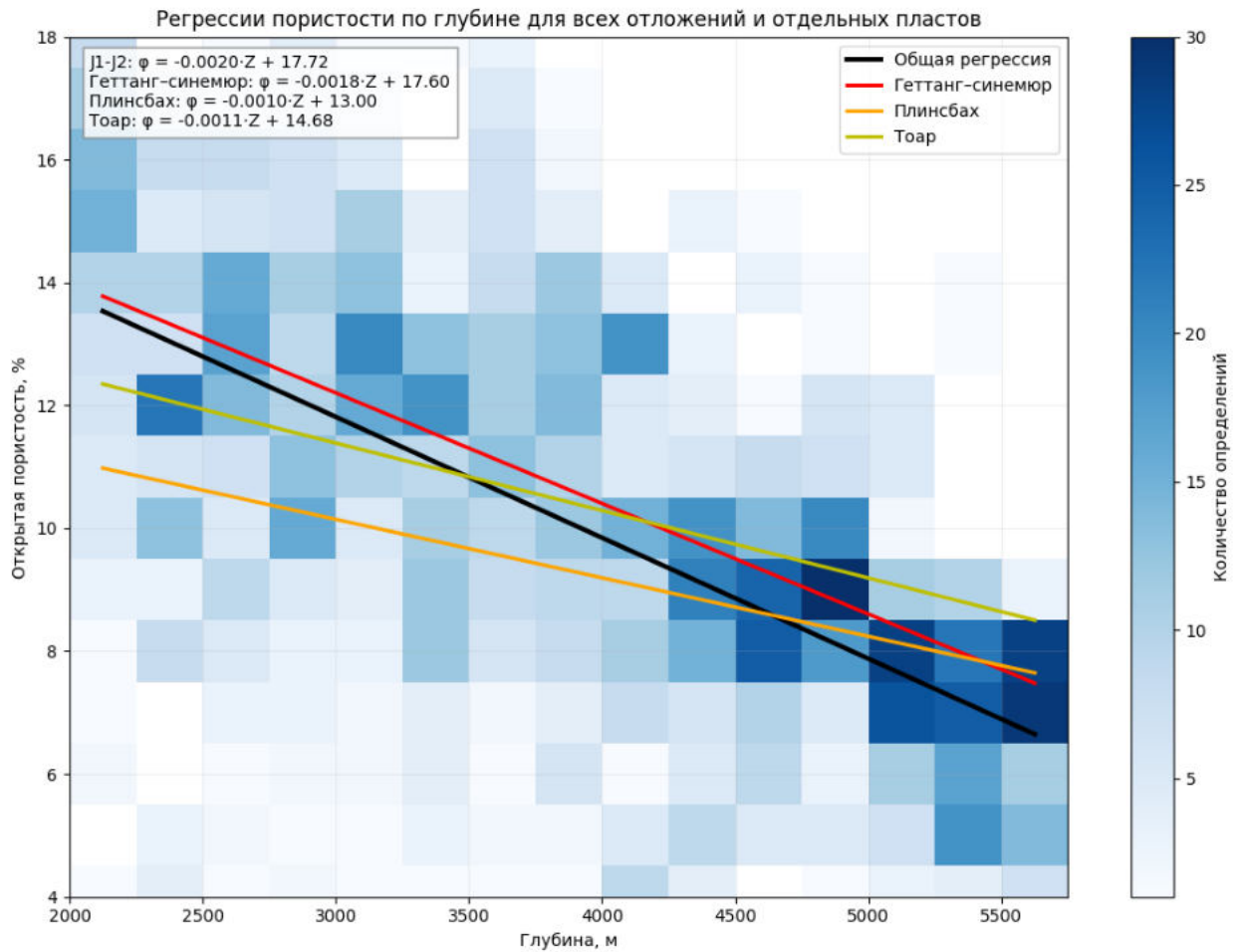


Рисунок 3.3 – Зависимость открытой пористости песчаников нижнеюрских отложений от глубины залегания.

3.1.3. Методика оценки качества коллекторов и флюидоупоров

Методика оценки качества флюидоупоров к настоящему времени остается недостаточно разработанной, хотя роль пород-экранов в процессах формирования и сохранения залежей углеводородов неоднократно подчеркивалась многими исследователями [Калинко, 1964; Мирчинк, 1946; Савченко, 1958; Соколов, 1965]. Критерии оценки качества пород-экранов нефтяных и газовых залежей освещены в ряде фундаментальных работ [Методика изучения..., 1971; Гурова и др., 1974; Савченко, 1958; Шемин, 2007; Ступакова и др., 2023]. В юрских отложениях сибирского сектора Арктики в составе выделенных тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров все флюидоупоры – лайдинский,

китербютский и левинский – имеют глинистый состав. При оценке качества глинистых экранов, как правило, анализируется совокупность следующих параметров: гранулометрический и литолого-минералогический состав, толщины, фильтрационно-емкостные свойства песчаных прослоев, а также трещиноватость пород [Методика изучения..., 1971; Гурова и др., 1974; Сахибгареев, 1968].

Толщина флюидоупоров и гранулометрический состав слагающих их пород являются одними из важнейших факторов, определяющих качество экранирования [Савченко, 1958; Сверчков, 1967]. Установлено, что чем однороднее и мельче частицы пород, формирующих покрышку, и чем больше ее толщина, тем лучшими экранирующими свойствами она обладает. Существенное влияние на качество экранов оказывает их литологический состав [Гурова и др., 1974; Сахибгареев, 1968]. К флюидоупорам весьма высокого и высокого качества обычно относятся глины и аргиллиты тонкодисперсной структуры с содержанием песчано-алевритовых прослоев до 15%, обладающие низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Флюидоупоры среднего качества представлены толщами глин алевритистой крупнодисперсной структуры с содержанием песчано-алевритовых прослоев 15–25%. К флюидоупорам низкого качества относятся породы, сложенные аргиллитами и тонкозернистыми алевролитами с содержанием песчано-алевритовых прослоев более 25% [Прозорович, 1972; Гурова и др., 1974].

Разрывные нарушения и трещиноватость пород оказывают существенное влияние на качество экранов. Многими исследователями показано, что при определенной интенсивности проявления дизъюнктивной тектоники флюидоупоры утрачивают способность удерживать углеводороды на соответствующем стратиграфическом уровне. Так, на ряде площадей Западно-Сибирской НГП выявлены вторичные залежи нефти и газа, образование которых обусловлено вертикальной миграцией флюидов по зонам трещиноватости и разрывных нарушений [Гурари и др., 1966, 1970].

В юрских отложениях сибирского сектора Арктики глинистые экраны детально изучены лишь на отдельных разбуренных участках. На преобладающей

части территории исследований имеются только сведения о толщине флюидопоров, процентном содержании в них песчаников и, частично, об их фильтрационно-емкостных свойствах. Именно эти параметры были использованы при оценке качества глинистых флюидопоров тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров. С этой целью строились карты толщин и литологических типов разрезов флюидопоров, а также карты процентного содержания в них песчаников. На основании указанных построений выделялись зоны различного качества флюидопоров. Граничные значения показателей, по которым производилась оценка качества экранов, приведены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Оценка качества флюидопоров региональных резервуаров нижнеюрских отложений рассматриваемого региона [Шемин, 2014]

Содержание прослоев песчаников в флюидопоре, %	Качество флюидопоров			
	высокое	среднее	пониженное	низкое
	Толщина флюидопоров			
<1	>15	10–15	5–10	<5
1 – 5	>30	15–30	5–15	<5
5 – 10		>30	15–30	<15
10 – 20		>40	25–40	<25
20 – 30			>40	
30 – 40			>50	

В условиях ограниченного объема фактических данных качество коллекторов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров, характеризующихся сложным неоднородным строением и весьма низкой степенью изученности бурением, оценивалось на предварительном уровне по их емкостным свойствам. В основу прогнозной оценки положена удельная емкость, определяемая как произведение толщины песчаников на значение их прогнозной пористости. Расчет удельной емкости осуществлен с привлечением установленных регрессионных зависимостей изменения фильтрационно-

емкостных свойств коллекторов от глубины залегания и построенных карт толщин песчаников проницаемых комплексов. Такой подход позволяет получить интегральную характеристику коллектора в условиях ограниченного объема фактических данных и значительных глубин залегания продуктивных интервалов [Глазырин, Шемин, 2026].

3.2. Тектоническое районирование и характеристика структурных планов юрских отложений сибирского сектора Арктики

Сейсмогеологическая характеристика севера Западной Сибири и Енисей-Хатангского регионального прогиба позволяет уверенно идентифицировать юрский мегакомплекс на временных сейсмических разрезах. Последний прослеживается в интервале между двумя регионально выраженными отражающими горизонтами: снизу – горизонтом Ia (подошва юрских отложений / кровля триаса), сверху – горизонтом Б (кровля баженовской и гольчихинской свит).

В пределах юрского мегакомплекса прослеживается ряд устойчивых отражающих горизонтов, коррелируемых с основными стратиграфическими подразделениями – китербютской, лайдинской, леонтьевской свитами и др. По совокупности этих горизонтов юрский мегакомплекс условно подразделяется на три сейсмокомплекса: нижнеюрский, среднеюрский и келловейско-верхнеюрский (Рисунок 3.4).

Отложения юрского комплекса отличаются значительной литолого-стратиграфической неоднородностью как по мощности, так и по составу, что обуславливает характерную картину на временных сейсмических разрезах. В центральных, наиболее прогнутых частях бассейна отмечаются повышенные толщины отложений, которые закономерно уменьшаются и выклиниваются в направлении его периферийных зон.

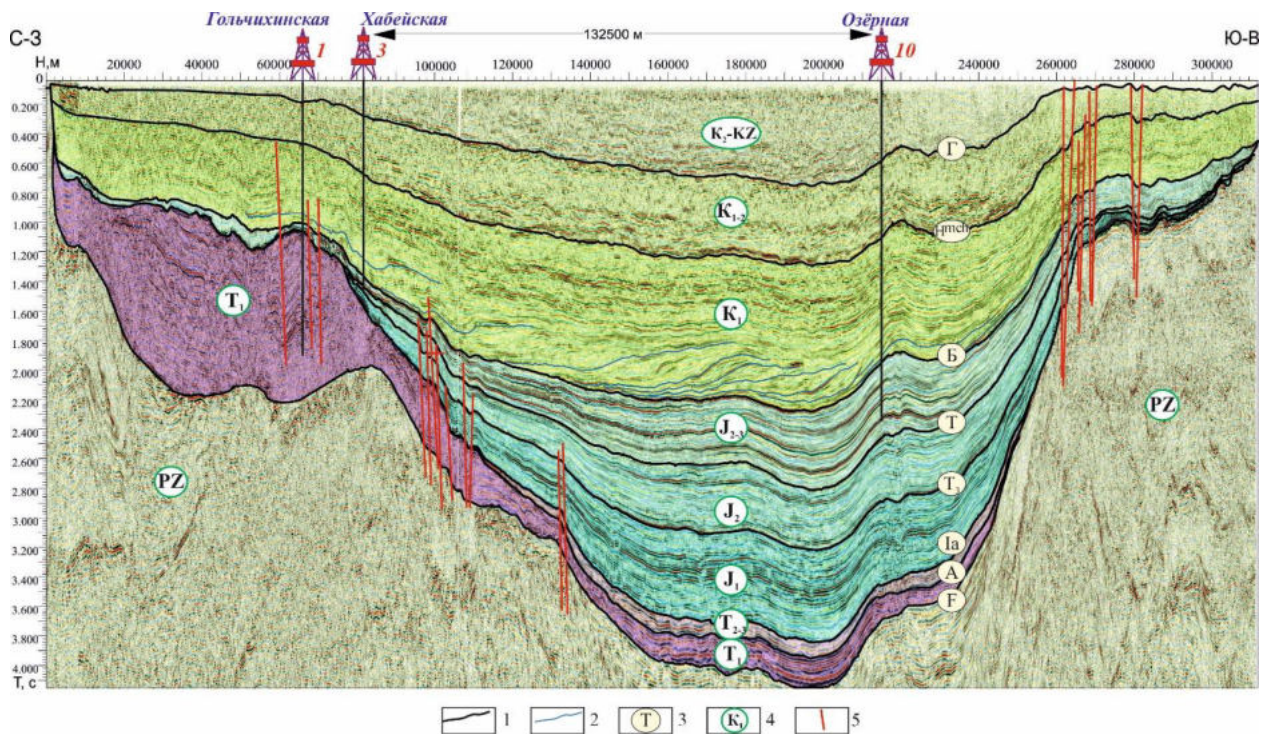


Рисунок 3.4 – Сейсмогеологический разрез мезозойско-кайнозойских отложений по композитному профилю (по материалам С.В. Ершова)

Условные обозначения: 1 - границы сейсмических комплексов мезозойско-кайнозойских отложений; 2 - косонаклонные отражающие горизонты клиноформного комплекса; 3 - индексы отражающих горизонтов; 4 - индексы региональных сейсмических комплексов; 5 - тектонические нарушения.

3.2.1. Принятое тектоническое районирование юрского комплекса

Тектоническое районирование платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, включая Енисей-Хатангский прогиб и Анабаро-Хатангскую седловину, подробно рассмотрено в ряде фундаментальных работ, в том числе Н.Н. Ростовцева [Ростовцев, 1961], И.И. Нестерова [Нестеров и др., 1975], В.С. Суркова [Сурков, Жеро, 1981], В.А. Конторовича [Конторович и др., 2001, 2017], А.М. Брехунцова [Брехунцов и др., 2005], М.А. Фомина [Фомин, 2010, 2011, 2016], А.П. Афанасенкова [Афанасенков и др., 2016] и других. В настоящей работе приняты варианты тектонического районирования, предложенные В.А. Конторовичем для Западно-Сибирской геосинеклизы [Конторович и др., 2001]

и акватории Карского моря [Конторович и др., 2017], а также М. А. Фоминым для Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины [Фомин, 2016]. Выбор этих вариантов обусловлен тем, что они базируются на общей классификации тектонических элементов и используют единые наименования.

В соответствии с выбранным тектоническим районированием (Рисунок 3.5) в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы, Енисей-Хатангского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины выделяются две крупные тектонические зоны: Внутренняя область и Внешний пояс. Граница между ними проводится по изогипсе –2800 м. Внешний пояс геосинеклизы характеризуется преобладанием крупных моноклинальных структур и весьма ограниченным развитием замкнутых крупных положительных и отрицательных структурных форм. В пределах исследуемого региона к Внешнему поясу относятся Пайхой-Новоземельская, Предтаймырская, Северо-Сибирская мегамоноклизы, а также северные части Зауральской и Предьенисейской мегамоноклиз. Внутренняя область представлена совокупностью крупных надпорядковых положительных и отрицательных структур, осложненных тектоническими элементами более низких порядков. Классификация выделенных тектонических элементов приведена в Таблице 3.4. Ниже дается краткая характеристика основных тектонических единиц района исследований.

Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб (А) представляет собой незамкнутый надпорядковый тектонический элемент северо-восточного простирания, занимающий северо-восточную и центральную части исследуемой территории. С запада мегажелоб граничит с Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизой (Ж), от которой он отделен Танамской мегаседловиной (III) – незамкнутой изометричной промежуточной структурой II порядка, а также Гыданским мегавыступом (VII) – линейной положительной структурой I порядка. На востоке Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб ограничен двумя линейными отрицательными структурами: Эджанским наклонным желобом (Г), отделяющим его от Лено-Анабарской синеклизы (Д), и Хара-Тумусским наклонным

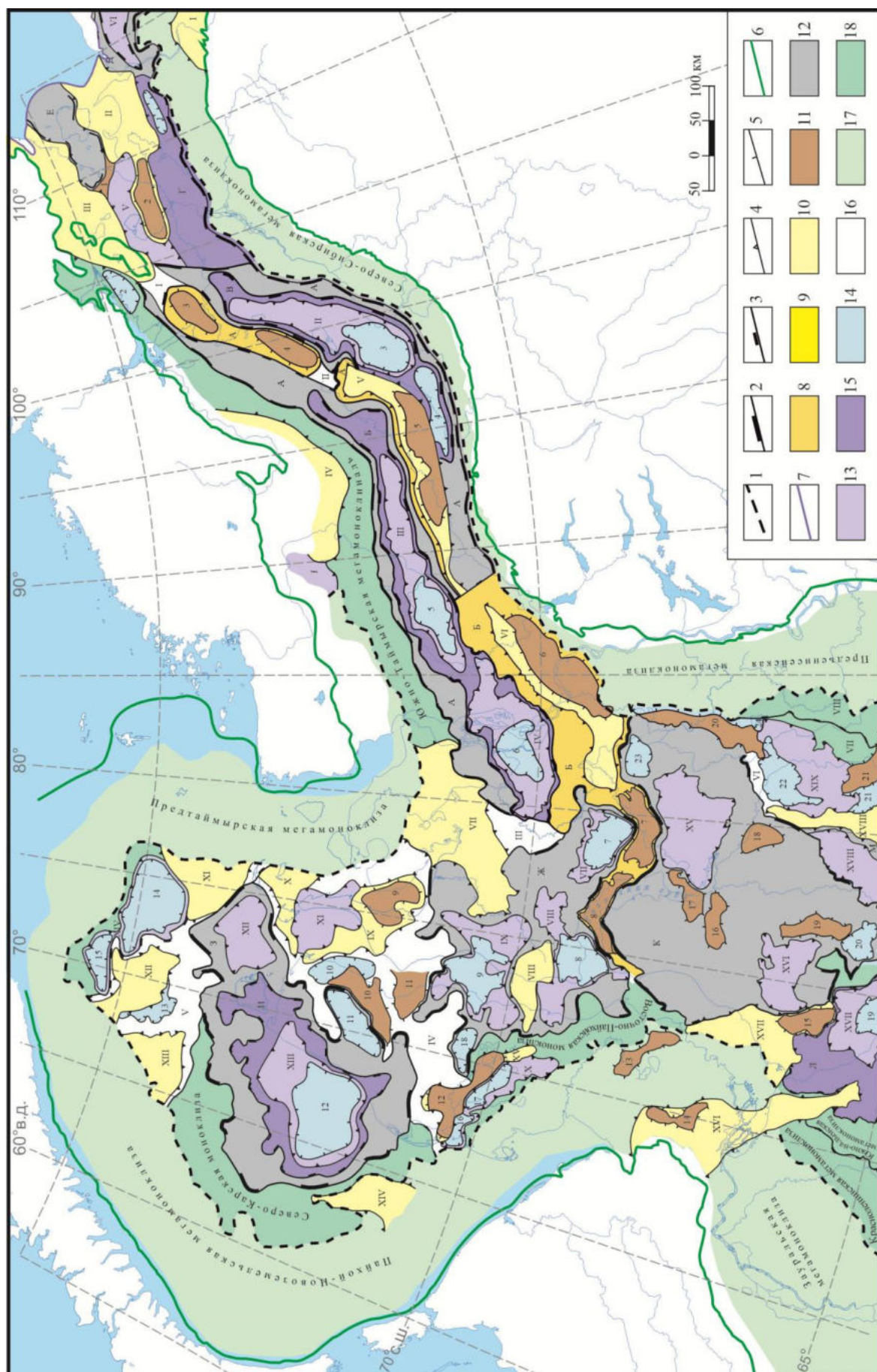


Рисунок 3.5 — Тектоническая карта юрского яруса севера Западно-Сибирской геосинеклизы и Енисей-Хатангского регионального прогиба [Конторович и др., 2001, 2017; Фомин, 2011, 2016]

Условные обозначения к Рисунку 3.5: 1–7 – границы: 1 – Внешнего пояса, 2–5 – структур: 2 – надпорядковых, 3 – 0 порядка, 4 – I порядка, 5 – II порядка, 6 – распространения мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла, 7 – распространения юрских отложений; 8–11 – положительные структуры: 8 – надпорядковые, 9 – 0 порядка, 10 – I порядка, 11 – II порядка; 12–15 – отрицательные структуры: 12 – надпорядковые, 13 – 0 порядка, 14 – I порядка, 15 – II порядка; 16 – седловины и мегаседловины; 17 – мегамоноклизы Внешнего пояса; 18 – мегамоноклизы Внутренней области

Положительные тектонические элементы.

Надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А – Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда, Б – Мессояхская наклонная мегагряда.

Структуры I порядка: мегавыступы: I – Друоханский, IV – Янгодо-Горбинский, VI – Усть-Портовский, VII – Гыданский, IX – Северо-Гыданский, V – Рассохинский наклонный, X – Неупокоевский, XI – Северо-Таймырский, XII – Рогозинский, XIII – Кропоткинский, XIV – Припайхойский, XVI – Ярудейский; наклонные мегавалы: II – Тигяно-Анабарский, III – Кирьяка-Тасский, XVII – Медвежье-Нугинский, XVIII – Часельский; мегавалы: VIII – Геофизический, XV – Нурминский.

Структуры II порядка: мезовалы: 1 – Сопочный, 2 – Гусихинский, 3 – Владимирский, 6 – Малохетский, 7 – Среднемессояхский, 8 – Нижнемессояхский, 10 – Северо-Тамбейский, 13 – Южно-Ямальский, 14 – Щучьинский, 15 – Медвежий, 16 – Оликуминский, 17 – Юрхаровский, 18 – Тазовский, 19 – Центрально-Уренгойский; наклонные мезовалы: 4 – Балахнинский, 5 – Волочанский, 20 – Ванкоро-Тагульский; куполовидные мезоподнятия: 9 – Северо-Гыданское, 11 – Южно-Тамбейское, 12 – Бованенковское; 21 – Северо-Красноселькупский мезовыступ.

Отрицательные тектонические элементы.

Надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А – Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб, наклонные желоба: Б – Беловско-Агапский, В – Боганидско-Жданихинский, Г – Эджанский; синеклизы: Д – Лено-Анабарская, Е – Южно-Лаптевская, И – Южно-Карская; мегасинеклизы: Ж – Антипаютинско-Тадебеяхинская, З – Южно-Карская, К – Большехетская; Л – Надымская гемисинеклиза; М – Среднепурский наклонный мегажелоб;

Структуры I порядка: I – Пясинский мегаврез; наклонные мегапрогибы: II – Хетский, V – Хара-Тумусский, Западно-Нурминский, XVIII – Среднепурский; III – Агапский мегапрогиб; мегавпадины: IV – Беловская, VI – Юрьян-Хаянская, VII – Восточно-Антипаютинская, VIII – Яптиксалинская, IX – Тадебеяхинская, X–XI – Северо-Гыданская, XII – Восточно-Карская, XIII – Западно-Карская, XIV – Предпороговая, XV – Северо-Тазовская, XVI – Нерутинская, XVII – Верхнетанловская; XIX – Тазовский структурный мегазалив.

Структуры II порядка: мезопрогибы: 1 – Усть-Анабарский, 5 – Агапский, 10 – Дровяной, 11 – Верхнетамбейский, 17 – Муртыяхский; 2 – Силуестурковский структурный мезозалив; мезовпадины: 3 – Рассомашья, 6 – Южно-Беловская, 7 – Внутренняя, 8 – Чугорская, 9 – Парисентовская, 12 – Осевая, 14 – Южно-Предпороговая, 15 – Северо-Предпороговая, 16 – Нябыхская, 18 – Верхнесавэйяхская, 19 – Маретаяхинская, 20 – Ягенеттинская, 22 – Нижнетазовская, 23 – Южно-Мессояхская; наклонные мезопрогибы: 4 – Романихинский, 21 – Среднетазовский, 24 – Долганско-Лодочный; 13 – Западно-Рогозинский мезоврез.

Промежуточные тектонические элементы. Седловины: I – Владимирская, II – Внутренняя, VI – Северо-Часельская; мегаседловины: III – Танамская, IV – Ямало-Гыданская, V – Северная; VII – Восточно-Тазовская мезоноклиналь; VIII – Красноселькупская моноклиза.

мегапрогибом (V), разграничивающим его с Южно-Лаптевской синеклизой (E). Между указанными структурами располагается Тигяно-Анабарский наклонный межавал (II), осложненный элементами более низких порядков и выполняющий роль раздела между Эджанским желобом и Хара-Тумусским мегапрогибом.

В пределах Енисей-Хатангского мегажелоба выделяются три структуры нулевого порядка. На севере расположен *Боганидско-Жданихинский наклонный желоб* (B) – полузамкнутая отрицательная структура субширотного простирания, в пределах которой находится наиболее глубокая часть региона исследований – Рассомашья мезовпадина (3). Центральную часть желоба занимает Хетский наклонный мегапрогиб (II), в структуре которого и выделена Рассомашья мезовпадина, а южную часть – Романихинский наклонный мезопрогиб (4).

На юге Енисей-Хатангского мегажелоба расположен *Беловско-Агапский наклонный желоб* (Б) – полузамкнутая линейная отрицательная структура нулевого порядка, простирающаяся в центральной и западной частях прогиба. В его строении выделяются тектонические элементы более низкого ранга: в центральной части – Агапский мегапрогиб (III), осложненный Агапским мезопрогибом (5), на западе – Беловская межавпадина (IV), осложненная Южно-Беловской мезовпадиной (6).

Между Боганидско-Жданихинским и Беловско-Агапским наклонными желобами располагается *Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда* (A) – полузамкнутая положительная структура нулевого порядка, выполняющая роль раздела между указанными отрицательными элементами. С севера она отделена от Киряка-Тасского наклонного межавала (III) Владимирской седловиной (I). Гряда ориентирована с юго-запада на северо-восток и имеет коленообразный изгиб в районе р. Дудыпта. Тектоническое строение гряды осложнено рядом положительных структур различного порядка: на западе располагается

Рассохинский наклонный мегавыступ (V) с Волочанским наклонным мезовалом (5), на севере – Балахнинский (4) и Владимирский (3) мезовалы. Центральная часть структуры занята Внутренней седловиной (II), разграничивающей Рассохинский мегавыступ и Балахнинский мезовал.

Мессояхская наклонная мегагряда (Б) представляет собой незамкнутую положительную тектоническую структуру надпорядкового уровня субширотного (северо-восточного) простирания. Она выполняет роль раздела между Енисей-Хатангским наклонным мегажелобом (А) и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизой (Ж), с одной стороны, и Большехетской мегасинеклизой (К) – с другой. Восточная часть мегагряды ограничена разломом, отделяющим ее от Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды. Структура осложнена тектоническими элементами более низкого порядка, среди которых выделяются Усть-Портовский мегавыступ (VI), а также Малохетский (6), Среднемессояхский (7) и Нижнемессояхский (8) мезовалы.

Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза (Ж) представляет собой замкнутый изометричный надпорядковый тектонический элемент, расположенный в западной части исследуемого района. На востоке она отделена от Енисей-Хатангского наклонного мегажелоба (А) Танамской мегаседловиной (III) и Гыданским мегавыступом (VII). Северная граница мегасинеклизы проходит по Ямало-Гыданской мегаседловине (IV), отделяющей ее от Южно-Карской мегасинеклизы (З). С юга Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза ограничена Мессояхской наклонной мегагрядой (Б), отделяющей ее от Большехетской мегасинеклизой (К). Мегасинеклиза осложнена отрицательными структурами I порядка: на востоке – Восточно-Антипаютинской мегавпадиной (VII), на юго-западе – Яптиксалинской мегавпадиной (VIII), на северо-западе – Тадебеяхинской мегавпадиной (IX). Указанные структуры, в свою очередь, осложнены элементами II порядка: Внутренней (7), Чугорской (8) и Парисентовской (9) мезовпадинами соответственно. Помимо отрицательных

элементов, внутри мегасинеклизы выделяется положительная структура I порядка – Геофизический мегавал (VIII).

Ямало-Гыданская мегаседловина (IV) – незамкнутая промежуточная структура I порядка широтного простирания, отделяющая Южно-Карскую мегасинеклизу (3) от Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы (Ж). В восточной части мегаседловины выделяются Северо-Гыданский мегавыступ (IX), осложненный одноименным куполовидным мезоподнятием (9), и Неупокоевский мегавыступ (X), между которыми расположена Северо-Гыданская мегавпадина (XI). Западная часть структуры представлена Нурминским мегавалом (XV) с Бованенковским куполовидным мезоподнятием (12). Центральная часть мегаседловины осложнена рядом структур II порядка.

Южно-Карская мегасинеклиза (3) – замкнутый изометричный надпорядковый элемент, расположенный в южной части изучаемого региона на шельфе Карского моря. С юга и юго-востока она ограничена Ямало-Гыданской мегаседловиной (IV), с запада и севера сопряжена с мегамоноклиналями. На востоке Южно-Карская мегасинеклиза отделена Северной мегаседловиной (V) от Предпороговой мегавпадины (XIV), представляющей собой отрицательную структуру I порядка, осложненную Южно-Предпороговой (13) и Северо-Предпороговой (14) мезовпадинами. В структуре Южно-Карской мегасинеклизы выделяются отрицательные элементы различного ранга: на востоке – Восточно-Карская мегавпадина (XII), на западе – Южно-Карская синеклиза (II) с сопряженной Западно-Карской мегавпадиной (XIII), осложненной Осевой мезовпадиной (15).

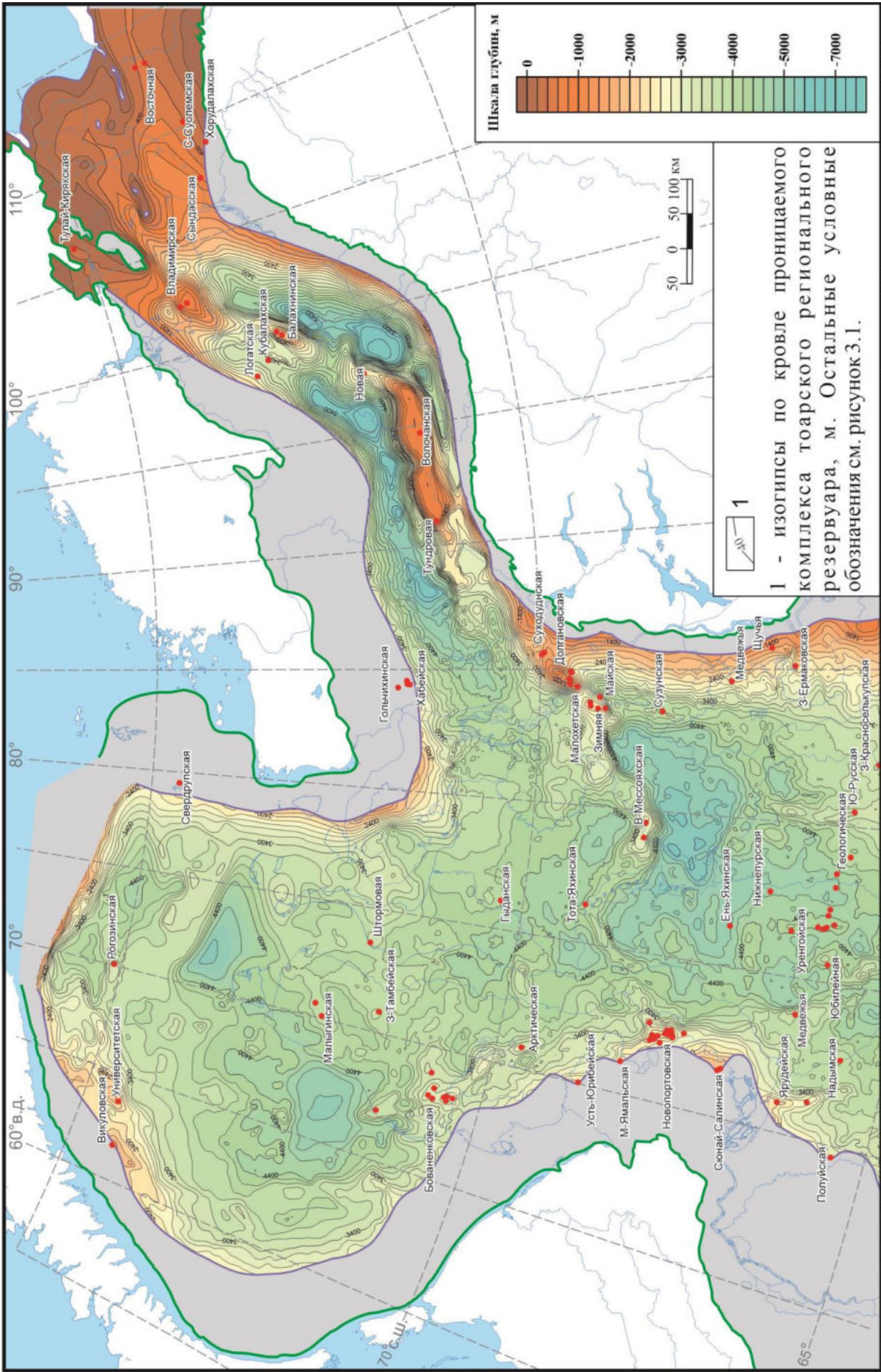
Северная мегаседловина (V) – незамкнутая промежуточная структура I порядка северо-западного простирания, расположенная на севере исследуемого региона. Она выполняет роль раздела между Южно-Карской мегасинеклизой (3) и Предпороговой мегавпадиной (XIV). В пределах мегаседловины на юге выделяется Северо-Таймырский мегавыступ (XVI), на севере – Рогозинский (XVII) и

Кропоткинский (XVIII) мегавыступы, между которыми располагается Западно-Рогозинский мезоврез (10).

Большехетская мегасинеклиза (К) – замкнутый изометричный надпорядковый элемент, расположенный в центрально-южной части района исследований. С севера она ограничена Мессояхской наклонной мегагрядой (Б), с юго-востока граничит со Среднепурским наклонным мегажелобом (С). Структура осложнена отрицательными элементами I порядка: на северо-востоке – Северо-Тазовской мегавпадиной (XV), на юго-западе – Нерутинской мегавпадиной (XVI). Кроме того, в составе мегасинеклизы выделяются элементы II порядка: Маретаяхинская мезовпадина (19), а также Оликуминский (16), Юрхаровский (17), Тазовский (18) и Центрально-Уренгойский (19) мезовалы.

3.2.2. Краткая характеристика структурного плана

Анализ структурного плана нижнеюрских отложений района исследований выполнен с использованием структурных карт кровли проницаемых комплексов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в]. По структурной карте кровли тоарского проницаемого комплекса в пределах рассматриваемого региона уверенно выделяются все основные тектонические элементы (Рисунок 3.6). Максимальные глубины залегания приурочены к Боганидско-Жданихинскому наклонному желобу, наиболее погруженная часть которого соответствует замкнутой изолинии –6000 м. Другие отрицательные структуры – Беловско-Агапский наклонный желоб, Антипаютинско-Тадебяхинская и Большехетская мегасинеклизы – также характеризуются значительными глубинами залегания, достигающими –5400 м в наиболее прогнутых участках. Среди положительных структур наиболее приподнятой и контрастной является Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда, где максимальные отметки кровли проницаемого комплекса соответствуют



1 - изогипсы по кровле проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара, м. Остальные условные обозначения см. рисунок 3.1.

Рисунок 3.6 – Структурная карта по кровле тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в].

изогипсе – 600 м. Мессояхская наклонная мегагряда и Тигяно-Анабарский наклонный мегавал также отчетливо выражены в структурном плане, хотя и характеризуются несколько меньшей амплитудой по сравнению с Балахнинско-Рассохинской грядой.

Градиенты погружения структурных поверхностей существенно различаются в пределах отдельных тектонических элементов. Наибольшие градиенты наблюдаются на крыльях Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды и на бортах Боганидско-Жданихинского наклонного желоба, что свидетельствует о повышенной контрастности данных структур. В пределах мегасинеклиз изогипсы характеризуются более пологим залеганием и плавным изменением глубин. На периферии исследуемого района, в зонах мегамоноклиз Внешнего пояса, отмечается закономерное региональное погружение структурных поверхностей в направлении центральных частей бассейна.

Структурные карты по кровле плинсбахского и геттанг-синемюрского проницаемых комплексов в целом повторяют описанную картину, сохраняя конфигурацию и соотношение основных тектонических элементов (Рисунки 3.7 и 3.8). Вместе с тем они отличаются несколько большими абсолютными глубинами залегания, что обусловлено стратиграфическим положением соответствующих горизонтов. Увеличение глубин от кровли тоарского к кровле геттанг-синемюрского проницаемого комплекса происходит неравномерно по площади: в наиболее прогнутых частях бассейна разница глубин между смежными уровнями возрастает, тогда как на приподнятых участках она сокращается. Это свидетельствует о различной толщине разделяющих флюидоупоров и проницаемых комплексов в различных структурных зонах, а также об унаследованном характере тектонического развития территории в раннеюрское время. Сопоставление структурных планов по трем картируемым уровням позволяет констатировать в целом унаследованный характер основных тектонических элементов. Положительные и отрицательные структуры

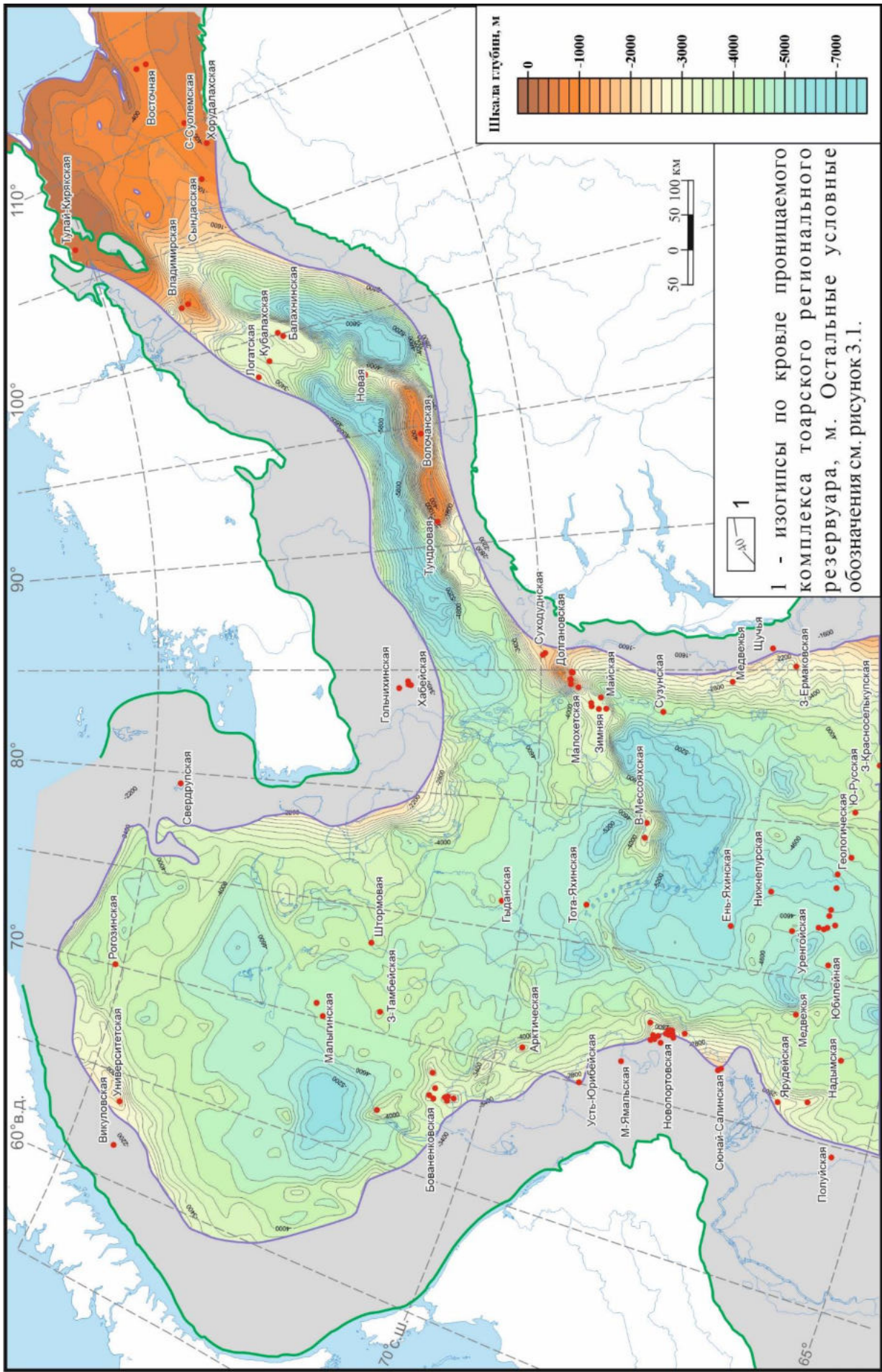


Рисунок 3.7 – Структурная карта по кровле плинбаховского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в].

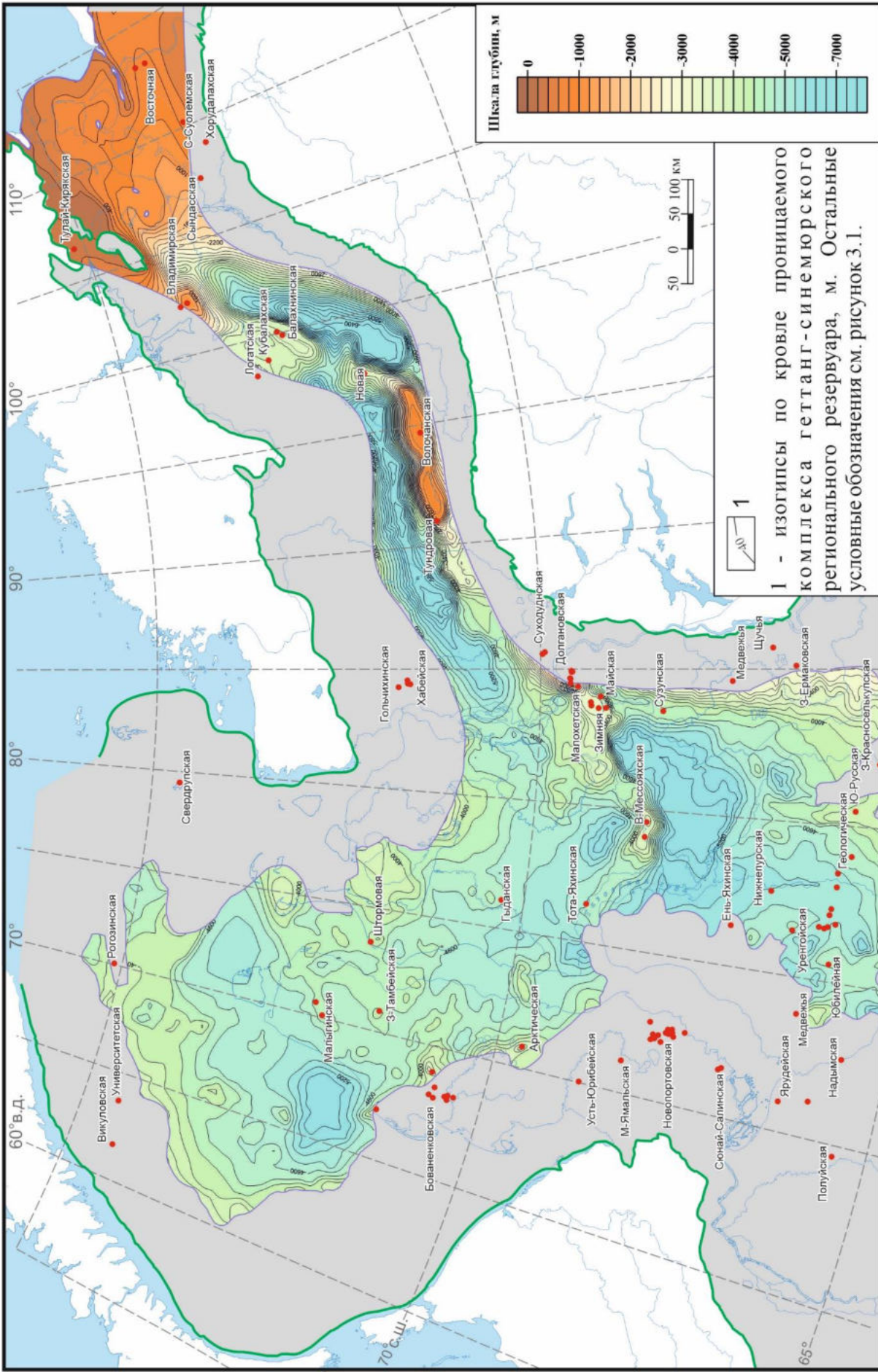


Рисунок 3.8 – Структурная карта по кровле геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в].

надпорядкового и нулевого порядков сохраняют свое пространственное положение и ориентировку на всех рассматриваемых уровнях. Вместе с тем отмечаются некоторые различия в степени выраженности и амплитуде отдельных структурных элементов более низких порядков, что может указывать на определенную дифференциацию тектонических движений в течение раннеюрского этапа развития бассейна [Deev et al., 2025a, b].

3.3. Комплексная характеристика региональных резервуаров

3.3.1. Геттанг-синемюрский резервуар

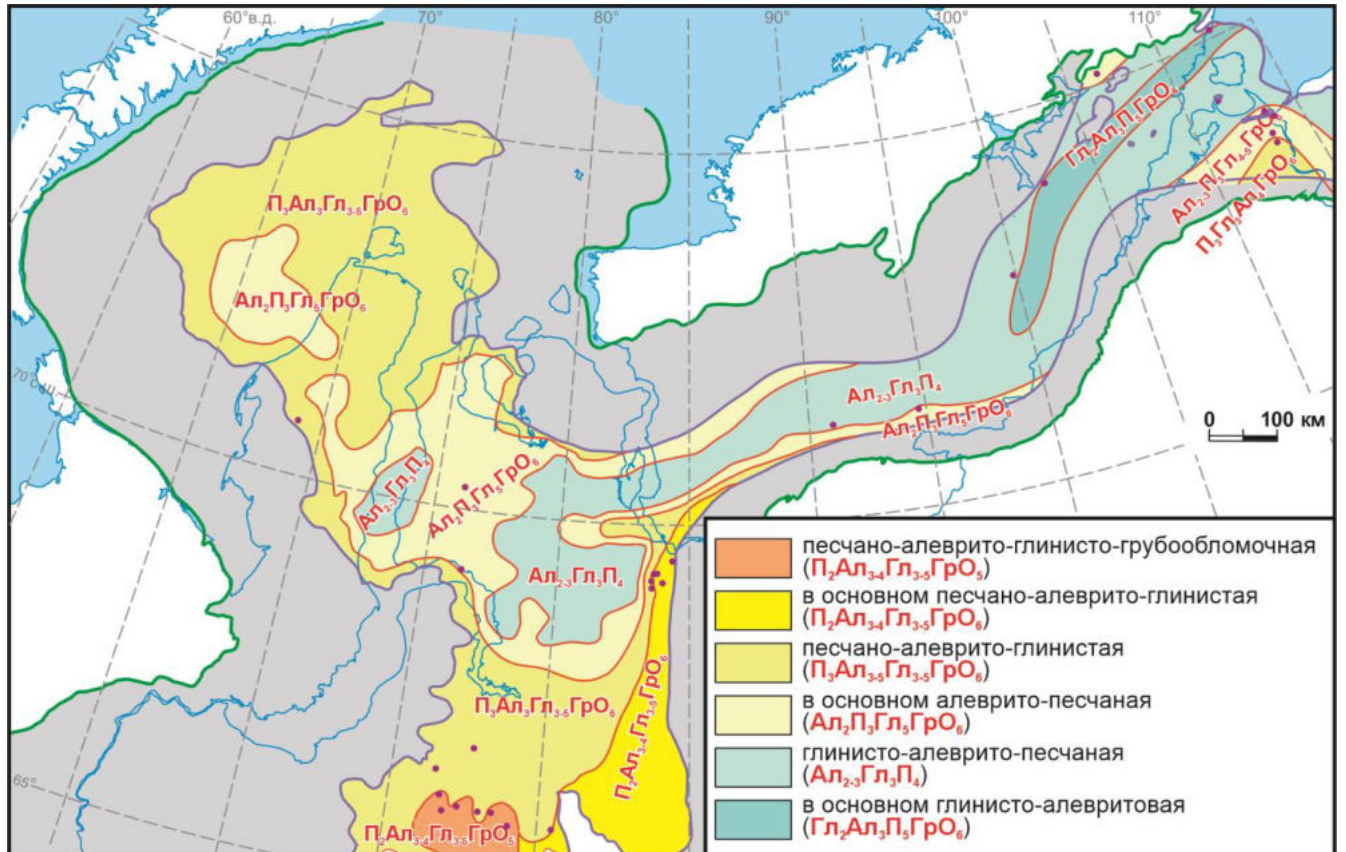
Геттанг-синемюрский региональный резервуар включает наиболее древние базальные породы юры, залегающие на разновозрастной эрозионной поверхности образований триаса и палеозоя. По составу данный резервуар представлен разнообразными породами, от аргиллитов до гравелитов, относящимися к зимнему и левинскому горизонтам. Резервуар развит исключительно в пределах Внутренней области исследуемого региона и характеризуется наиболее ограниченной площадью распространения среди нижнеюрских резервуаров. В качестве регионального резервуара он выделяется только в пределах территорий, где одновременно развиты зимний проницаемый комплекс и перекрывающий его левинский флюидоупор.

Толщина резервуара варьирует от нескольких десятков метров вблизи границ бассейна до 1600 м в центральных частях. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от выхода пород на поверхность в обнажениях Анабаро-Хатангской седловины на востоке региона до 7000 м в наиболее прогнутых частях депрессий. В среднем для всей территории глубина кровли варьируется от 3000 до 4000 м. Структурный план по подошве резервуара (подошве юры) изменяется от –3500 м до –8000 м, а по некоторым данным, глубина может достигать 15 км [Deev et al., 2025a].

Зимний проницаемый комплекс сформирован глинисто-алеврито-грубообломочно-песчаными породами зимнего горизонта и представлен отложениями зимней и береговой свит. Толщина его варьирует от нескольких десятков до 1250 м, причем на большей части распространения резервуара она изменяется от 300 до 1000 м. Наибольшие значения прогнозируются для центральной и северо-западной частей исследуемой территории, включая Южно-Карскую, Антипаютинско-Тадебеяхинскую, северную часть Большехетской мегасинеклизы и центральные участки Енисей-Хатангского регионального прогиба. Наименьшие толщины наблюдаются в окраинных частях бассейна и Анабаро-Хатангской седловины.

Разрез проницаемого комплекса представлен песчаниками различного гранулометрического состава, гравелитами, мелкогалечными конгломератами, алевролитами и глинистыми породами. Пласты песчаников характеризуются зональным и локальным распространением. Гранулометрический состав песчаников охватывает полный спектр типов – от мелкозернистых до крупнозернистых и гравелитистых разностей – с закономерным увеличением содержания тонких фракций вверх по разрезу [Левчук, 1985; Гулари и др., 2005; Шемин, 2014; Шемин и др., 2023б].

Вещественный состав отложений проницаемого комплекса достаточно разнообразен и включает шесть литологических областей (Рисунок 3.9). Наиболее песчаные литологические области: песчано-алеврито-глинисто-грубообломочная с преобладанием песчаной компоненты ($P_2Al_{3-4}Gl_{3-5}GrO_5$) и в основном песчано-алеврито-глинистая ($P_2Al_{3-4}Gl_{3-5}GrO_6$) развиты на юго-востоке региона. Песчано-алеврито-глинистая ($P_3Al_{3-5}Gl_{3-5}GrO_6$) и в основном алеврито-песчаная ($Al_{2-3}P_3Gl_{4-5}GrO_6$) распространены в южной и северной частях, включая периферийные зоны бассейна. Наименее песчаные литологические области: глинисто-алеврито-песчаная ($Gl_3Al_3P_4$) и в основном глинисто-алевритовая ($Gl_{2-3}Al_4P_5$) встречаются в Енисей-Хатангском прогибе, Анабаро-Хатангской седловине и в Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе.



Типовые колонки литологического состава



Рисунок 3.9 – Карта литологического состава зимнего горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 400 м (Рисунок 3.10). Характерной чертой является ограниченное распространение максимальных толщин, которые прогнозируются в восточной части Большехетской мегасинеклизы. Повышенные значения характерны для южной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и центральной

части Енисей-Хатангского прогиба. Наименьшие значения прогнозируются в западной части Большехетской мегасинеклизы, в центральной части Ямало-Гыданской мегаседловины и на Анабаро-Хатангской седловине.

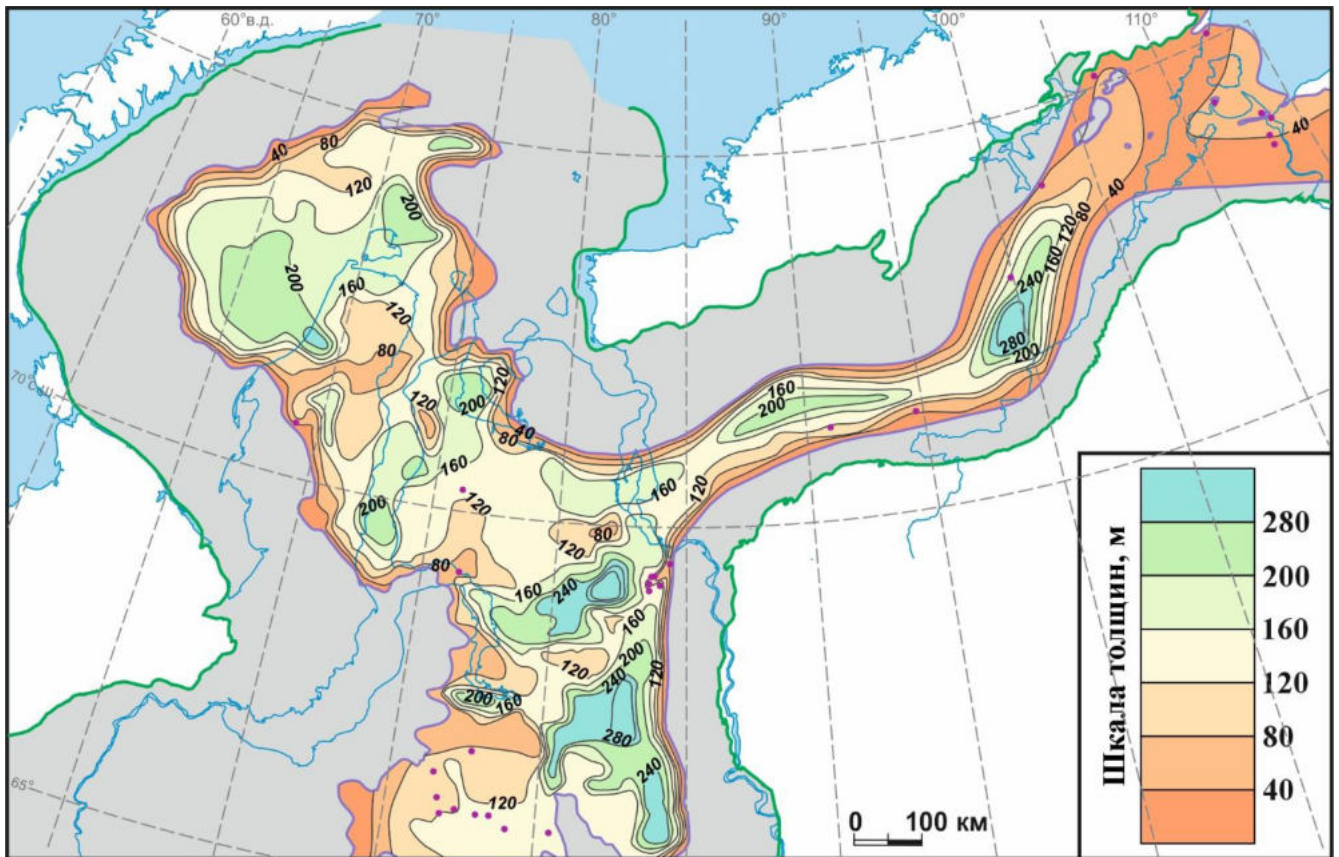


Рисунок 3.10 – Карта толщин песчаников проницаемого комплекса геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Условия образования отложений зимнего горизонта разнообразны (Рисунок 3.11). В седиментационном бассейне рассматриваемой территории выделены палеогеографические области континентального, переходного и морского осадконакопления. Область континентального генезиса охватывала северную и южную его части, а также была распространена вдоль областей размыва, примыкающих к Уралу, Новой Земле и Сибирской платформе. В их пределах в

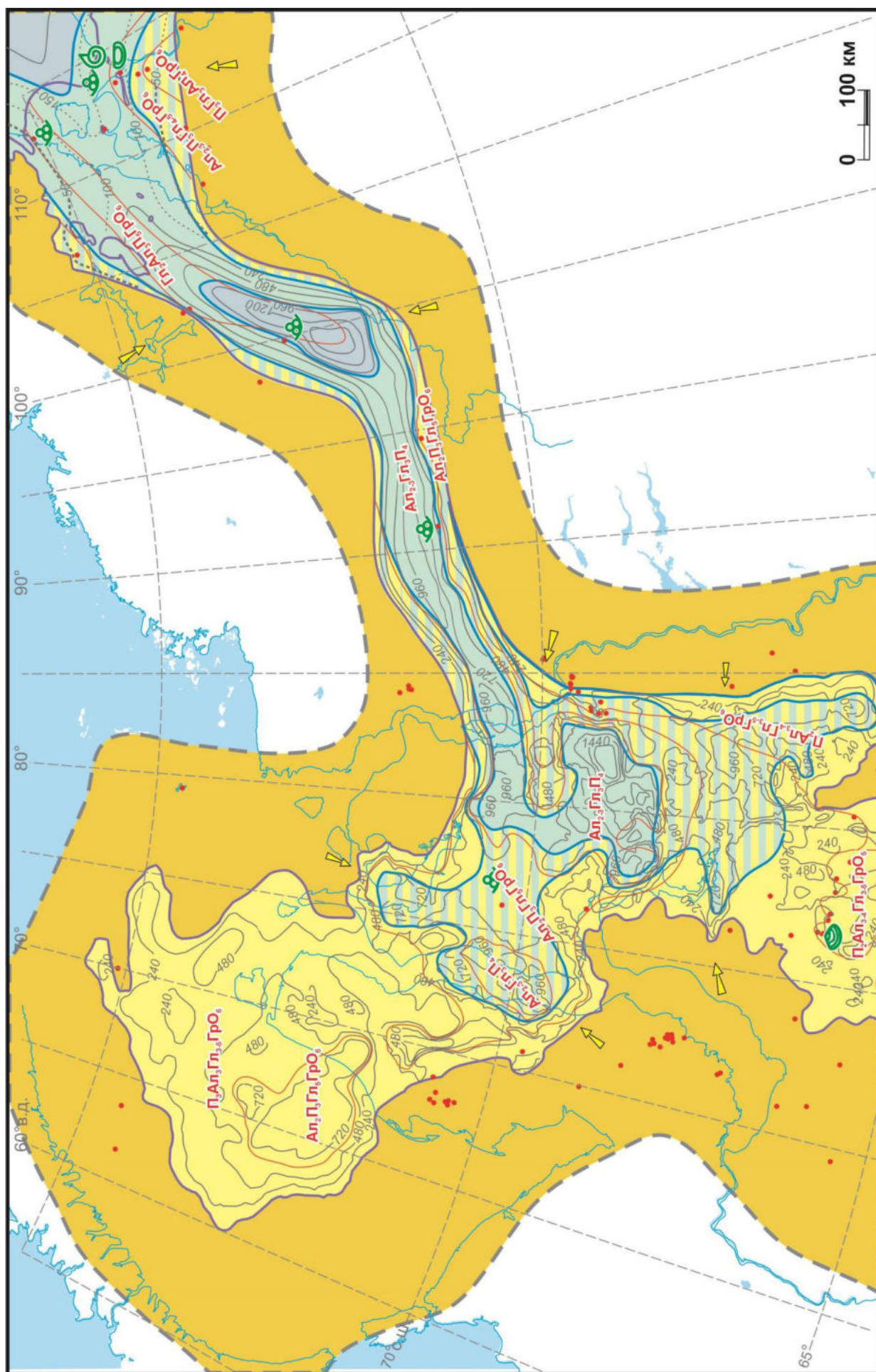


Рисунок 3.11 – Литолого-палеогеографическая карта зимнего времени (геттангт-начало позднего плинсбаха) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

обстановке аллювиальных равнин накапливались русловые, озерные, пойменные, старичные и другие осадки, представленные разнотернистыми песками, алевроитами и глинами с прослоями и включениями гравийно-галечного материала. Область переходного осадконакопления прогнозируется для центральной части региона, охватывая большую часть Гыданского полуострова, бортовые участки Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающие территории Ямальского полуострова и Пур-Тазовского междуречья. В этой области осадки накапливались в условиях прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, что приводило к формированию как континентальных, так и прибрежно-морских и мелководных морских осадков. Морское осадконакопление происходило в восточной части региона, в пределах Енисей-Хатангского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины и в акватории моря Лаптевых [Никитенко, 2009; Девятков и др., 2011; Шемин и др., 2015, 2023б].

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса характеризуются невысокими показателями. Пористость варьирует от 8 до 18 %, при этом преобладает диапазон от 8 до 11 %. Межзерновая проницаемость изменяется в диапазоне $(0,01-62,0) \times 10^{-3}$ мкм², в основном в пределах $(0,01-0,1) \times 10^{-3}$ мкм² [Шемин и др., 2019].

Наиболее высокие значения удельной емкости геттанг-синемюрского резервуара установлены в пределах Восточно-Тазовской мезомоноклинали и Красноселькупской моноклизы, а также в пределах Мессояхской наклонной гряды и Северо-Гыданского куполовидного мезоподнятия. Приуроченность максимумов к данным структурным элементам обусловлена сочетанием повышенных толщин песчаных тел проницаемых комплексов с относительно благоприятными глубинами залегания, обеспечивающими сохранение приемлемых значений пористости. Умеренные значения удельной емкости характерны для Карской и западной части Большехетской мегасинеклиз, а также для Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды. Минимальные значения удельной емкости

фиксируются в прибортовых частях изучаемой территории и в пределах Боганидско-Жданихинского наклонного желоба (Рисунок 3.12).

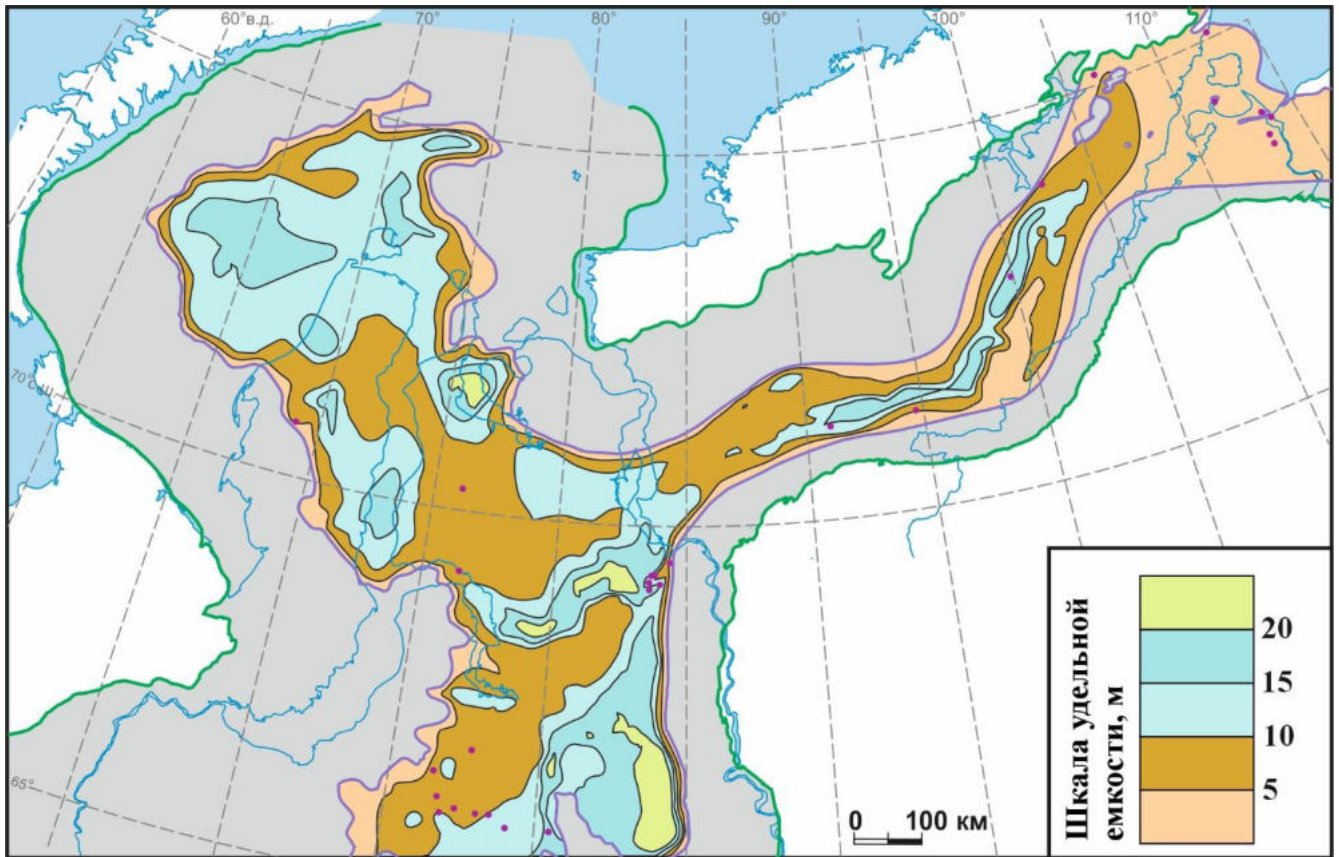


Рисунок 3.12 – Карта удельной емкости пород коллекторов проницаемого комплекса геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Левинский флюидоупор представлен преимущественно глинистыми толщами левинского горизонта. Мощность флюидоупора изменяется от нескольких десятков метров до 650 м, однако на основной части территории составляет 100–200 м. Максимальные значения, достигающие 400–600 м, прогнозируются в восточной части Енисей-Хатангского прогиба, тогда как пониженные мощности отмечаются в периферийных областях региона.

В пределах исследуемого региона выделяются пять литологических областей (Рисунок 3.13): от песчано-алеврито-глинистой ($П_3Ал_3Гл_{3-4}У_6$) до в основном глинистой ($Гл_{1-2}Ал_{3-5}$). Наиболее песчаные области – песчано-алеврито-глинистая

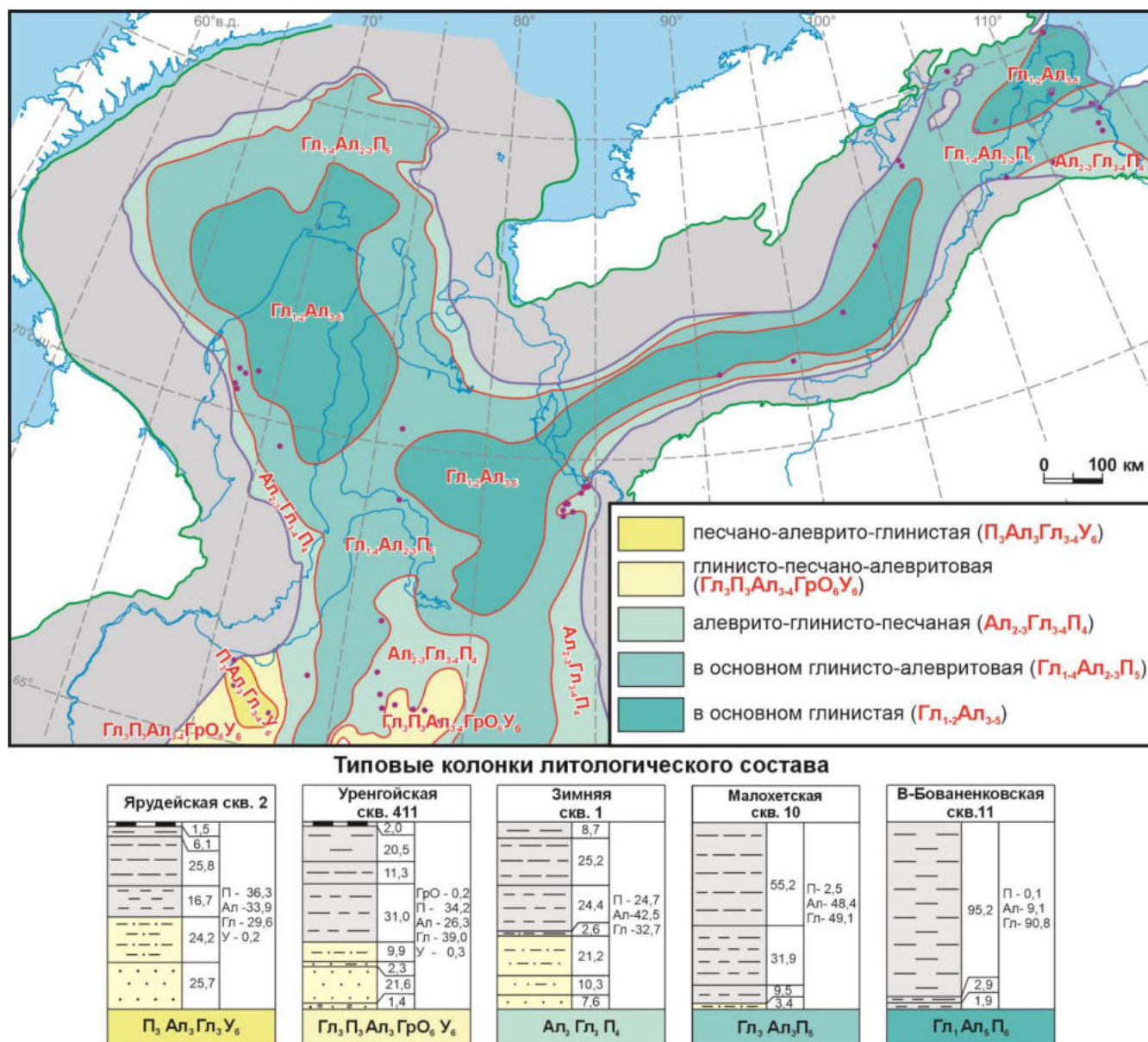


Рисунок 3.13 – Карта литологического состава левинского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

(П₃Ал₃Гл₃₋₄У₆) и глинисто-песчано-алевритовая (Гл₃П₃Ал₃₋₄ГрО₆У₆) – имеют локальное распространение и приурочены преимущественно к южным районам региона. Они развиты в пределах нескольких обособленных участков, разделенных более глинистыми областями: на крайнем юго-западе, южнее Ярудейского межавыступа; в южной части Большехетской мегасинеклизы, а также на участках,

примыкающих к западной окраине Сибирской платформы. Оставшиеся литологические области – алеврито-глинисто-песчаная ($Ал_{2-3}Гл_{3-4}П_4$), в основном глинисто-алевритовая ($Гл_{1-4}Ал_{2-3}П_5$) и в основном глинистая ($Гл_{1-2}Ал_{3-5}$) – занимают большую часть региона.

Качество флюидоупора определяется прежде всего долей песчаников в его разрезах. Содержание песчаного материала варьирует в широких пределах – от единичных процентов до 50–55 %. Максимальные значения (20–55 %) отмечаются на юге региона, а также вблизи западной и северо-восточной окраин Сибирской платформы. Средние значения (5–10 %) формируют вытянутые полосы, окружающие зоны повышенной песчанистости, и дополнительно прогнозируются в районах, примыкающих к Уралу, Новой Земле и Сибирской платформе. На остальной территории флюидоупор характеризуется низким содержанием песчаников – менее 5 %.

Палеогеографическая обстановка времени формирования отложений левинского горизонта характеризовалась развитием морской трансгрессии в пределах исследуемого региона (Рисунок 3.14). К позднеплинсбахскому времени морской бассейн значительно расширил свою акваторию и охватил большую часть рассматриваемой территории. Расширение области морского осадконакопления сопровождалось сокращением площадей размыва, сохранявшихся преимущественно вдоль Урала, Новой Земли, Таймыра и Сибирской платформы. В пределах бассейна выделяются несколько палеогеографических областей: глубоководный шельф, мелководный шельф, мелководье, прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и аллювиальные равнины. Глубоководный шельф, представляющий собой наиболее глубоководную часть, занимал северную и центральную части региона, центральные участки акватории Карского моря и Енисей-Хатангского регионального прогиба, а также смежные территории. В этой области на глубинах 100–200 м накапливались алеврито-глинистые осадки, которые в современном виде представлены в основном глинистыми литологическими разностями. Мелководная часть шельфа была более широко



Рисунок 3.14 – Литолого-палеогеографическая карта левинского времени (поздний плинсбах) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

распространена на юге региона, а также на севере, где она огибала более глубоководные участки в виде узких полос. Области мелководья, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и прибрежных аллювиальных равнин располагались в окраинных частях бассейна. На этих территориях происходило накопление песчано-алеврито-глинистых разностей, характерных для пляжевых, дельтовых, береговых баров, а также русловых и пойменных отложений [Шемин и др., 2015, 2023б].

Прогнозируемое качество флюидоупора геттанг-синемюрского регионального резервуара на территории исследуемого региона варьируется от высокого до низкого, с различным распределением по площади (Рисунок 3.15). Земли с высоким качеством флюидоупора занимают преобладающую часть территории его распространения и прогнозируются практически на всей исследуемой площади, включая северную, центральную и частично южную зоны региона. Земли со средним качеством флюидоупора, представленные узкими полосами, обрамляют область с высоким качеством. В самой южной части региона, в долине р. Пур, а также на участках, прилегающих к западному и северо-восточному окончаниям Сибирской платформы, прогнозируются земли с пониженным и низким качеством флюидоупора.

По опубликованным данным [Конторович и др., 2009; Бостриков и др., 2010, 2011; Фомин, 2011; Шемин и др., 2023б], распределение зон различных степеней катагенеза контролируется в большей степени структурным планом. Наиболее погруженные участки были подвержены более сильным катагенетическим преобразованиям. Так, в наиболее погруженных частях Беловско-Агапского и Боганидско-Жданихинского наклонных желобов левинский горизонт находится в глубинной зоне газообразования. На его приподнятых участках выделяются минимумы, где отражательная способность витринита (R_{vt}^a , %) не превышает 0,6 % (Рисунок 3.16). Распределение масштабов генерации газообразных углеводородов в левинском горизонте в целом имеет такой же характер, как и распределение зон различных степеней катагенеза. Наибольшая интенсивность генерации

прогнозируется на наиболее погруженных частях Беловско-Агапского и Боганидско-Жданихинского наклонных желобов, где она может превышать 5 млрд м³ на 1 км². На приподнятых участках интенсивность генерации газообразных углеводородов не превышает 100 млн м³ на 1 км².

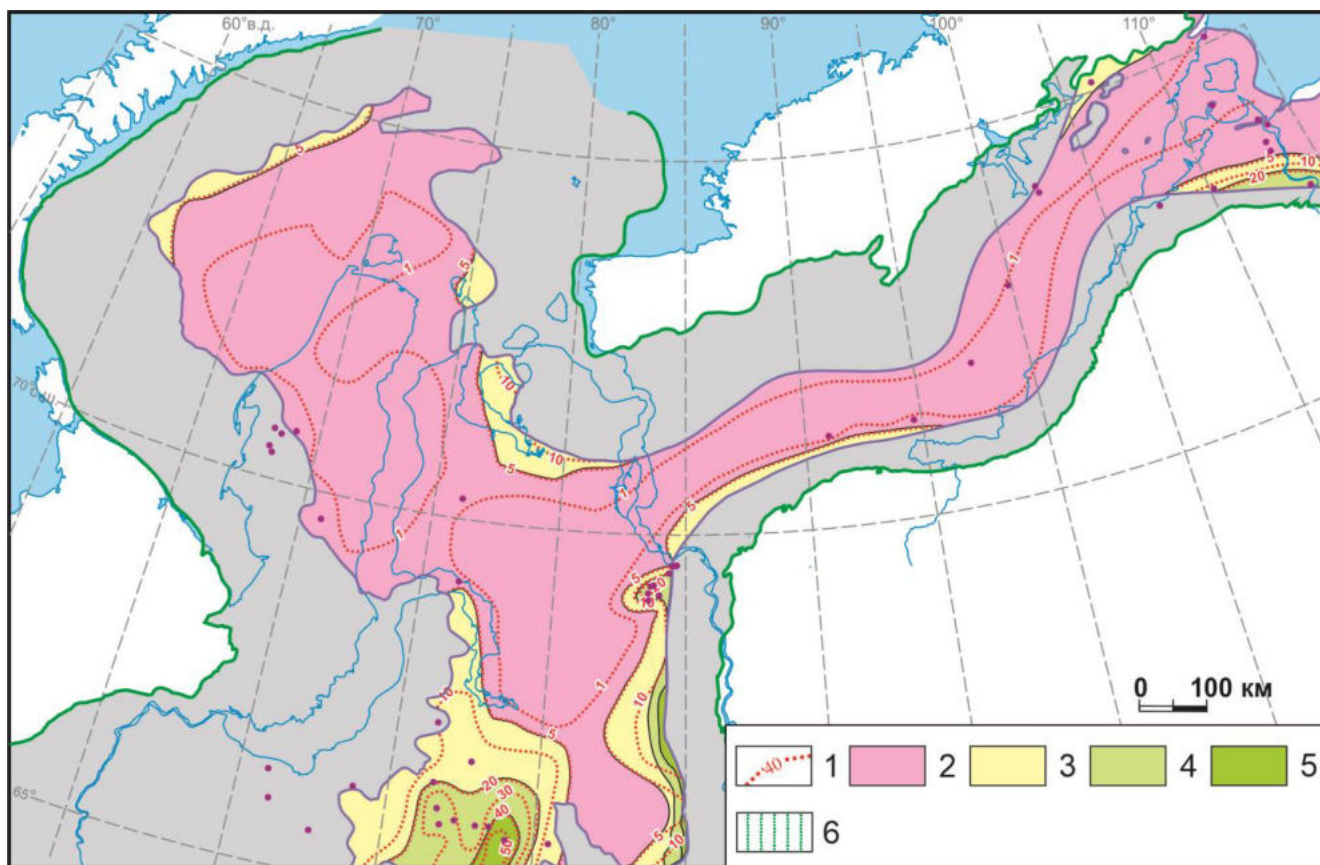


Рисунок 3.15 – Карты качества флюидоупора геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.

Условные обозначения: 1 – изолинии содержания песчаников в флюидоупоре, %; 2-6 – качество флюидоупора: 2 – высокое, 3 – среднее, 4 – пониженное, 5 – низкое, 6 – область отсутствия флюидоупора. Остальные условные обозначения см. Рисунок 3.1.

3.3.2. Плинсбахский резервуар

Плинсбахский региональный резервуар приурочен к средней части нижнеюрского разреза и сложен песчано-алевролитово-глинистыми отложениями

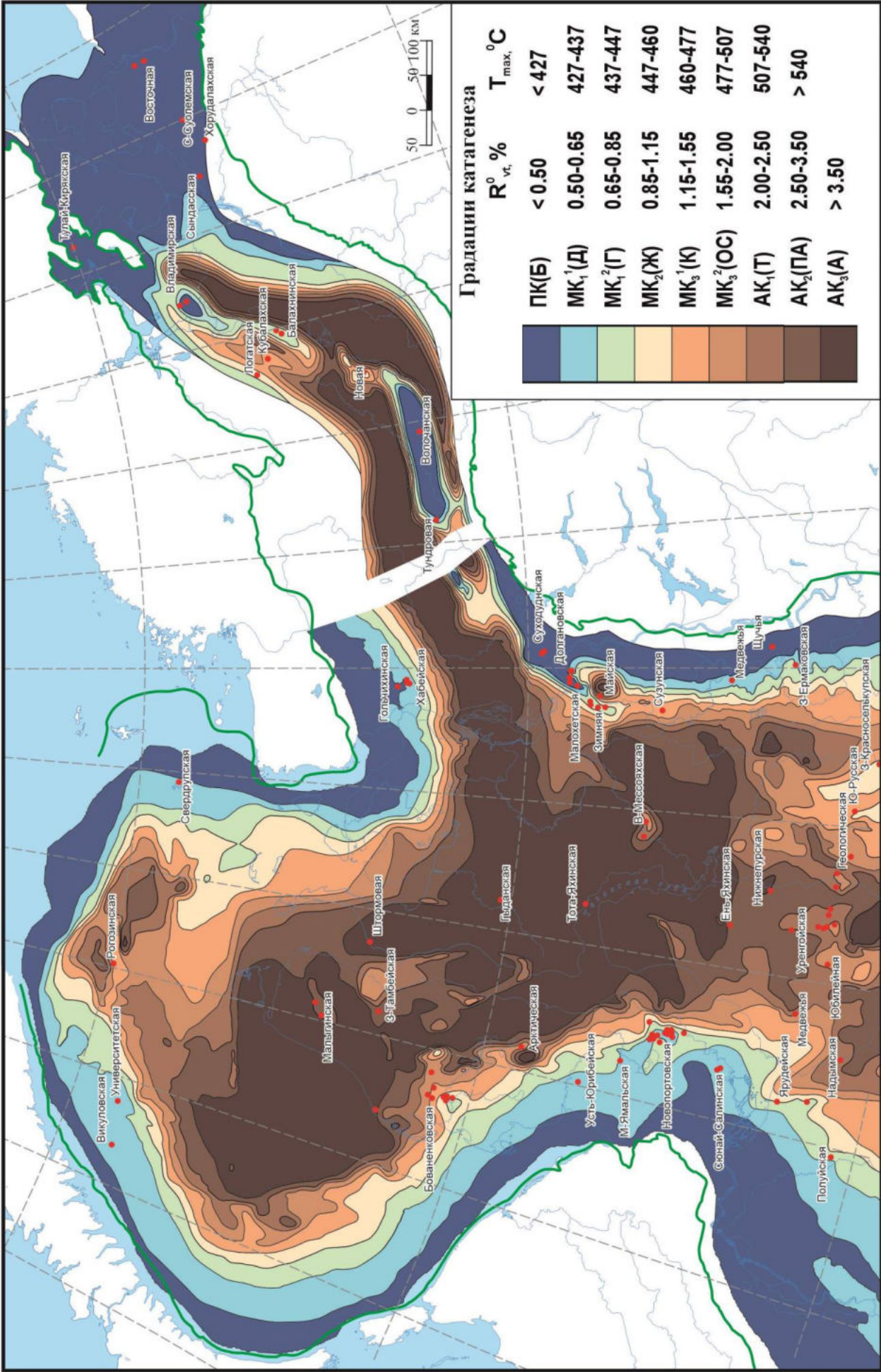


Рисунок 3.16 – Катагенез органического вещества в подшве юрского комплекса арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна (по R⁰vt) [Конторович и др., 2009] и Енисей-Хатангского регионального прогиба (по T_{max}) [Шемин и др., 2023].

шараповского и китербютского горизонтов. Он имеет несколько более широкое распространение по сравнению с вышеописанным резервуаром и развит в пределах как Внутренней области, так и отдельных участков Внешнего пояса региона. В качестве регионального резервуара он выделяется только в пределах территорий, где шараповский проницаемый комплекс перекрыт глинистыми отложениями китербютского флюидоупора.

Суммарная мощность резервуара варьирует от нескольких десятков до 400 м, при этом на большей части территории региона составляет 100–250 м. Глубина залегания его кровли изменяется от нескольких сотен до 6400 м, преимущественно находясь в диапазоне 2500–5000 м. Максимальные глубины, аналогично ранее рассмотренному резервуару, прогнозируются в центральных частях наиболее крупных отрицательных структур: в Боганидско-Жданихинском и Беловско-Агапском наклонных желобах Енисей-Хатангского прогиба, а также в пределах Большехетской, Южно-Карской и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклиз. Минимальные глубины кровли, за исключением Анабаро-Хатангской седловины, где отложения выходят на поверхность, прогнозируются по периферийным зонам распространения резервуара, где он выклинивается, а также в пределах Владимирского и Волочанского мезовалов.

Шараповский проницаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными породами шараповского горизонта, включающего породы одноименной свиты, нижнюю и среднюю части нижней подсвиты котухтинской свиты и ее возрастных аналогов (шеркалинской, худосейской), а также верхнеайркатской подсвиты. Мощность комплекса варьирует от нескольких десятков до 320 м, при этом на большей части территории распространения резервуара составляет 150–250 м. Максимальные толщины (240–320 м) прогнозируются в пределах Большехетской мегасинеклизы; несколько меньшие значения (180–240 м) – в Карской и Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизах, а также в центральных частях Енисей-Хатангского прогиба. Прилегающие участки, ограничивающие указанные структуры, характеризуются

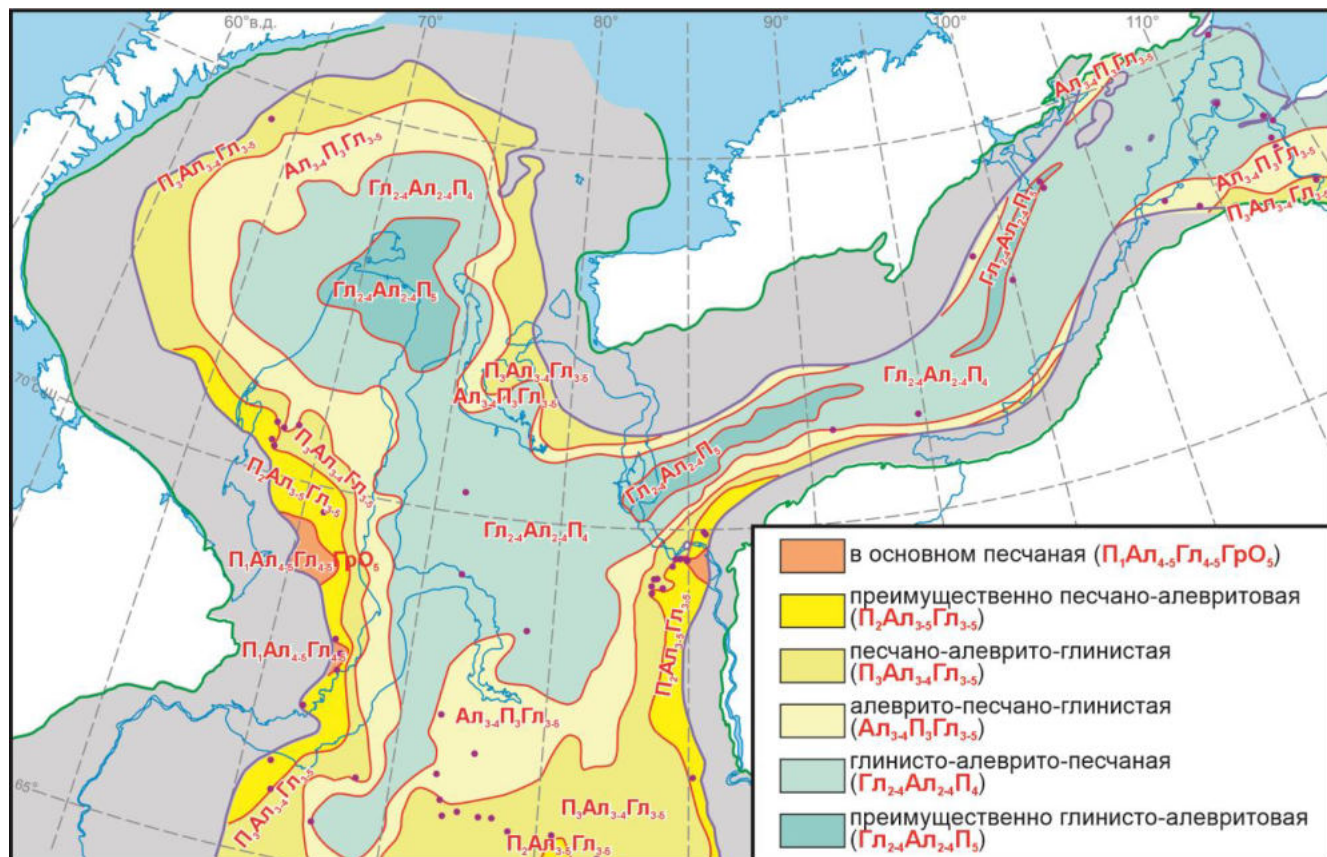
мощностью 100–180 м. Минимальные значения (10–100 м) прогнозируются в краевых зонах распространения комплекса и на территории Анабаро-Хатангской седловины.

Разрез проницаемого комплекса представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, местами с присутствием углистых прослоев и конгломератов. В пределах резервуара выделяются три регионально выдержанных песчаниковых пласта: Ю₁₇, Ю₁₈ и Ю₁₉. Песчаники представлены средне- и мелкозернистыми разностями, а также песчанистыми алевролитами. В разрезе отмечаются редкие прослои глинистых алевролитов, мелкогалечных конгломератов и гравелитов [Шемин, 2014].

Вещественный состав проницаемого комплекса характеризуется шестью литологическими областями – от в основном песчаной (П₁Ал₅Гл₅) до преимущественно глинисто-алевритовой (Гл₂₋₃Ал₃П₄). Распределение их на территории рассматриваемого региона следующее. Наиболее песчаные литологические области: в основном песчаная (П₁Ал₄₋₅Гл₄₋₅), преимущественно песчано-алевритовая (П₂Ал₃₋₅Гл₄₋₅), песчано-алеврито-глинистая (П₃Ал₃₋₄Гл₄₋₅) и алеврито-песчано-глинистая (Ал₃₋₄П₃Гл₃₋₅) распространены преимущественно в южной части региона, а также на его периферийных участках. Менее песчаные литологические области: глинисто-алеврито-песчаная (Гл₂₋₄Ал₂₋₄П₄) и преимущественно глинисто-алевритовая (Гл₂₋₃Ал₃П₅) развиты главным образом в северных и центральных районах распространения проницаемого комплекса (Рисунок 3.17).

Толщина песчаников проницаемого комплекса варьирует от нескольких метров до 140 м, что существенно уступает значениям, установленным для вышеописанного резервуара. Их пространственное распределение в пределах региона имеет следующую характеристику (Рисунок 3.18). Максимальные толщины песчаников (100–150 м) приурочены преимущественно к центральной части региона, в пределах Большехетской мегасинеклизы. Зоны минимальных мощностей (20–60 м) охватывают практически всю территорию, расположенную

южнее Мессояхской наклонной гряды, включая акваторию Карского моря, Енисей-Хатангский прогиб, Анабаро-Хатангскую седловину, а также все прибортовые участки распространения отложений резервуара.



Типовые колонки литологического состава



Рисунок 3.17 – Карта литологического состава шараповского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.

Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

В позднеплинсбахское время произошло общее обмеление сибирских морей (Рисунок 3.19). Глубоководный шельф исчез практически полностью,

сохранившись лишь в акватории моря Лаптевых. Существенно расширились зоны его мелководной части, мелководья и прибрежных равнин, временами

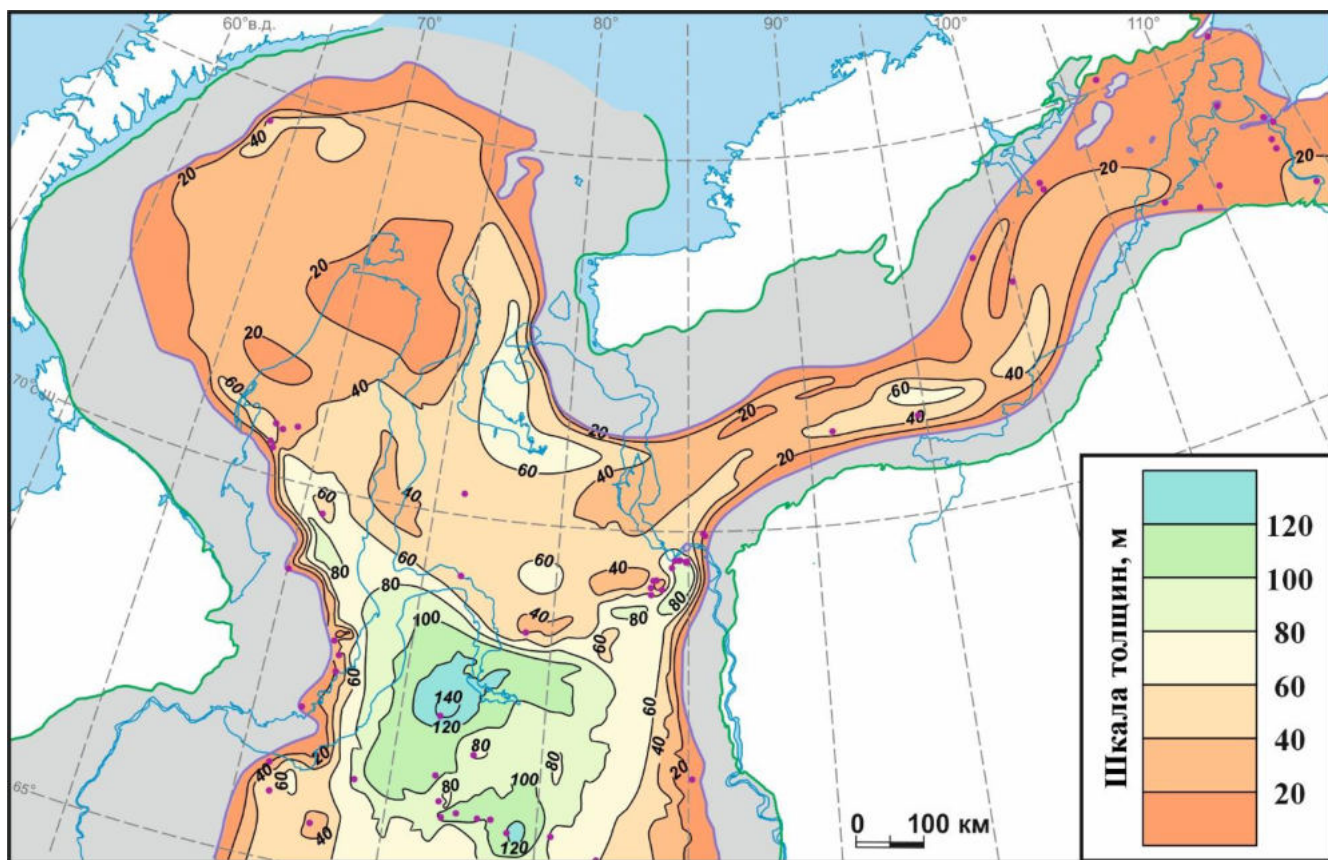


Рисунок 3.18 – Карта толщин песчаников проницаемого комплекса плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

заливавшихся морем. К концу шараповского времени мелководный шельф занимал приблизительно те же участки, что и глубоководный левинского возраста. Он охватывал наиболее погруженные части акватории Карского моря, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Гыданский полуостров и прилегающие территории. В пределах этой области преимущественно откладывались глинисто-алевритовые осадки с подчиненными прослоями песчаного материала. Область мелководья включала значительную часть южного сектора седиментационного бассейна, соответствующего ранее существовавшему мелкому шельфу, и распространялась в более северные районы, огибая зоны более глубоководной

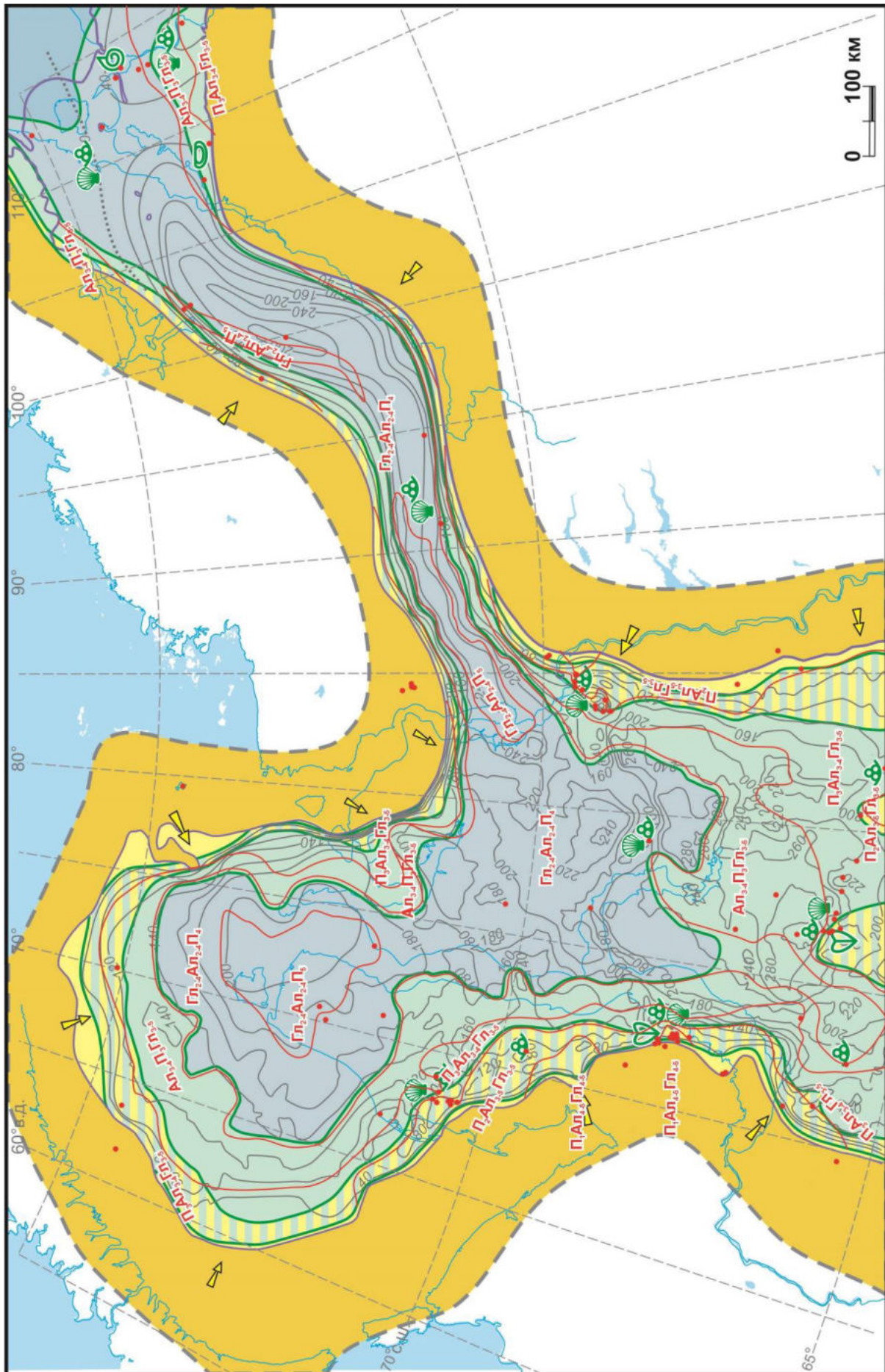


Рисунок 3.19 — Литолого-палеогеографическая карта шараповского времени (конец позднего плинсбаха) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

территории. Здесь формировались песчано-алеврито-глинистые и алеврито-песчано-глинистые осадки. Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и прибрежные аллювиальные равнины распространялись в виде отдельных участков на юге рассматриваемого региона, а также периферийных частях, оконтуривая область размыва. В отмеченных палеогеографических областях накапливались преимущественно песчаные осадки [Шемин и др., 2015, 2023б].

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса характеризуются следующими параметрами. Открытая пористость варьирует от 8 до 19%, преимущественно находясь в пределах 9–14 %. Межзерновая проницаемость изменяется в диапазоне $(0,01–73,0) \times 10^{-3}$ мкм², преимущественно $(0,01–1,0) \times 10^{-3}$ мкм². В целом пористость коллекторов данного проницаемого комплекса несколько выше по сравнению с ранее рассмотренным.

Степень изученности коллекторов проницаемого комплекса по данным бурения остается весьма низкой. Распределение значений удельной емкости коллекторов по территории региона определено по методике, описанной выше. Максимальные ее значения установлены в пределах западной части Большехетской мегасинеклизы, Восточно-Пайхойской и Предтаймырской моноклиз, а также Малохетского мезовала. Промежуточные значения удельной емкости охватывают обширную территорию, включающую центральную часть исследуемого района, Пайхой-Новоземельскую моноклизу, Кропоткинский межавыступ и Волочанский наклонный мезовал. Наиболее низкие значения удельной емкости приурочены к прибортовым частям территории, Карской мегасинеклизе и восточной части Енисей-Хатангского прогиба (Рисунок 3.20).

Китербютский флюидоупор сложен отложениями китербютского горизонта, представленными породами одноименной свиты и ее возрастных аналогов – верхней частью нижнекотухтинской, а также нижнехудосейской и нижнешеркалинской свит. Породы флюидоупора характеризуются преобладанием глин с подчиненными прослоями алевролитов и редко встречающихся песчаников.

Мощность флюидоупора варьирует от нескольких десятков до 90 м, преимущественно составляя 40–70 м.

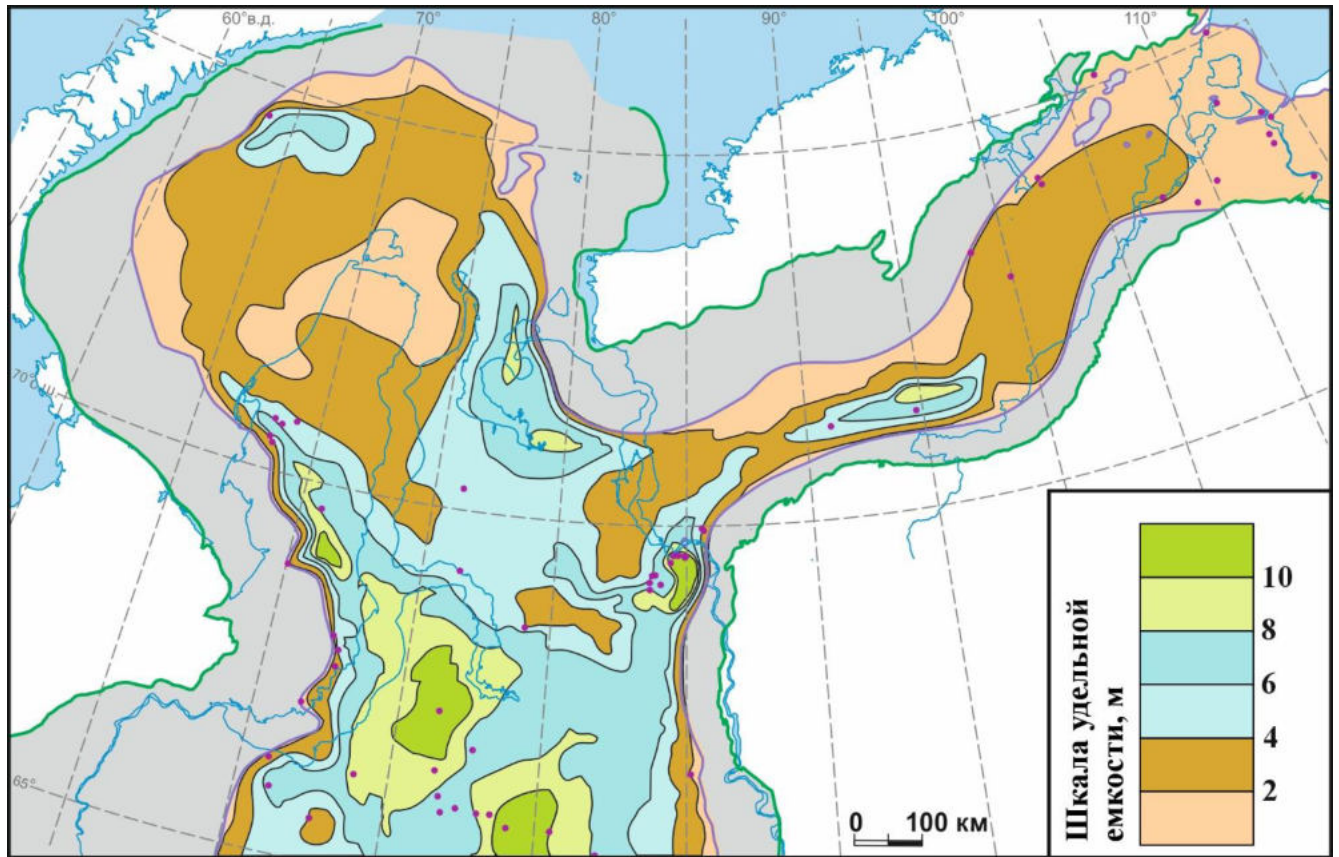
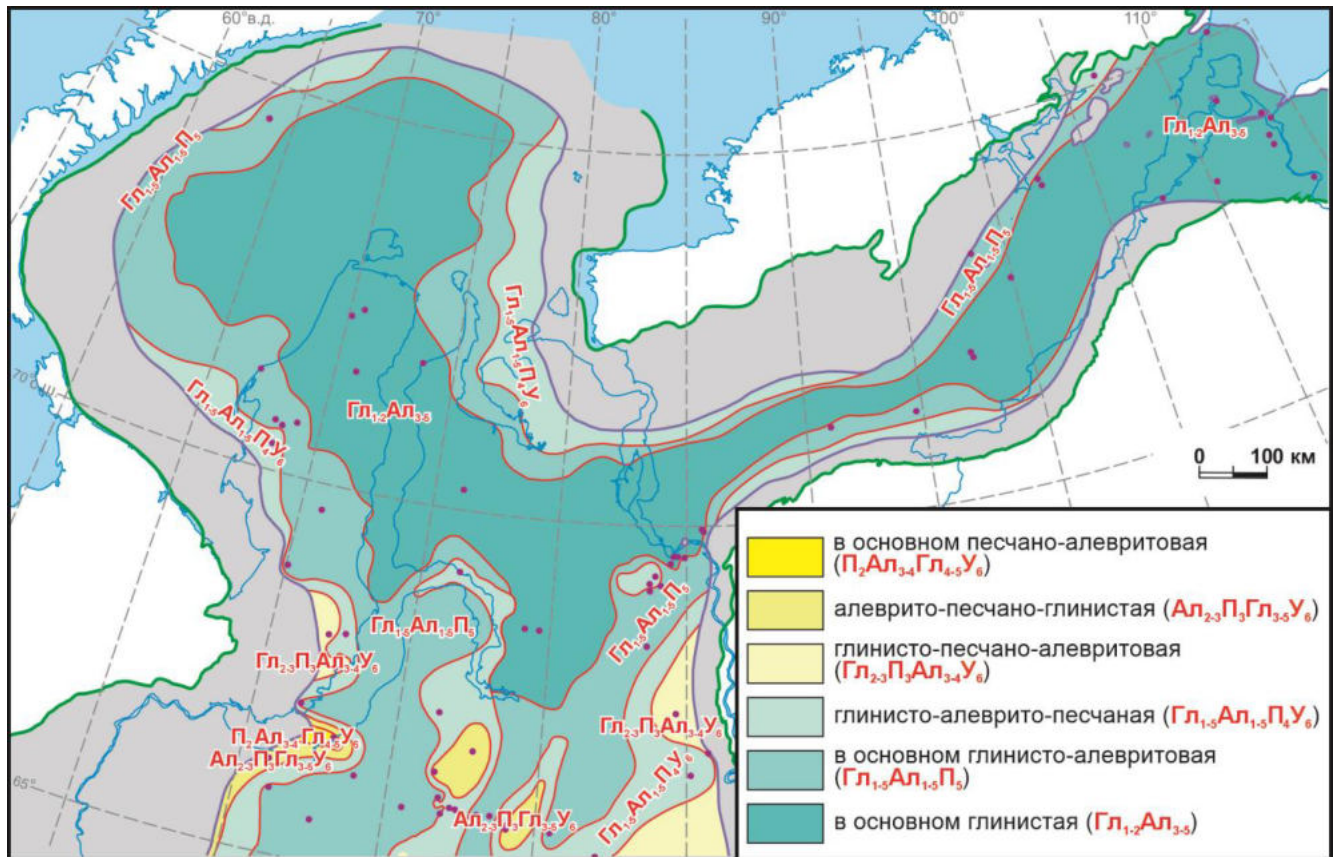


Рисунок 3.20 – Карта удельной емкости пород коллекторов проницаемого комплекса плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

В пределах региона выделяются шесть литологических областей – от песчано-алеврито-глинистой ($П_2Ал_{3-4}Гл_{4-5}$) до глинисто-алевритовой ($Гл_{1-2}Ал_{3-5}$). Наиболее песчаные литологические области – песчано-алеврито-глинистая ($П_2Ал_{3-4}Гл_{4-5}$), алеврито-песчано-глинистая ($Ал_{2-3}П_3Гл_{3-5}$) и глинисто-песчано-алевритовая ($Гл_{2-3}П_3Ал_{3-4}$) – имеют ограниченное развитие и приурочены к прибортовым участкам в южной части территории. Преимущественно глинисто-алевритовые литологические области – глинисто-алеврито-песчаная ($Гл_{1-5}Ал_{1-5}П_4$), в основном глинисто-алевритовая ($Гл_{1-5}Ал_{1-5}П_5$) и глинисто-алевритовая ($Гл_{1-2}Ал_{3-6}$) – распространены на основной территории региона. Наиболее глинистые

разновидности развиты в центральных частях Южно-Карской мегасинеклизы, Енисей-Хатангского прогиба и на крайнем востоке рассматриваемой области (Рисунок 3.21).



Типовые колонки литологического состава



Рисунок 3.21 – Карта литологического состава китербютского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.

Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Содержание песчаников во флюидоупоре варьирует от долей процента до 40–50 %. Наиболее песчаные разрезы отмечаются в южной части региона, тогда как

минимальные значения песчанистости фиксируются в его центральных и восточных районах.

Раннетоарское время характеризовалось развитием более значительной, чем ранее, морской трансгрессии, охватившей значительную часть Северного полушария (Рисунок 3.22). В пределах рассматриваемой территории контуры осадочного бассейна несколько расширились, обстановки осадконакопления претерпели существенные изменения. Глубоководный шельф, по аналогии с левинской трансгрессией, существовал на севере региона, однако его площадь увеличилась. Аналогичные условия распространились и на южные районы. В пределах этой палеогеографической области откладывались преимущественно глинистые и алевролитовые осадки с тонкими прослоями песков. Область мелководного шельфа была распространена главным образом в южной части региона, а также формировала узкие полосы, охватывающие более глубоководные районы на севере. Здесь формировались глинисто-алевритовые толщи с повышенной долей песчаного материала. Мелководная область и прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, располагались преимущественно в зонах, прилегающих к областям размыва. В этих условиях накапливались песчаные, алевролитовые и глинистые осадки. Сформировавшиеся закономерности обстановок осадконакопления, вещественного состава и мощностей отложений обусловили качество китербютского флюидоупора [Шемин и др., 2015, 2023б].

Качество флюидоупора плинсбахского резервуара в пределах исследуемого региона прогнозируется как высокое, среднее, пониженное и низкое. Пространственное распределение участков различного качества характеризуется следующими особенностями (Рисунок 3.23). Участки с высоким качеством флюидоупора приурочены к северной, центральной и восточной частям региона. Зоны пониженного и низкого качества прогнозируются преимущественно в прибортовых областях южной части территории, а также в долине р. Пур. Участки со средним качеством флюидоупора распространены по периферии области развития отложений, прилегающей к районам Таймыра, Новой Земли и

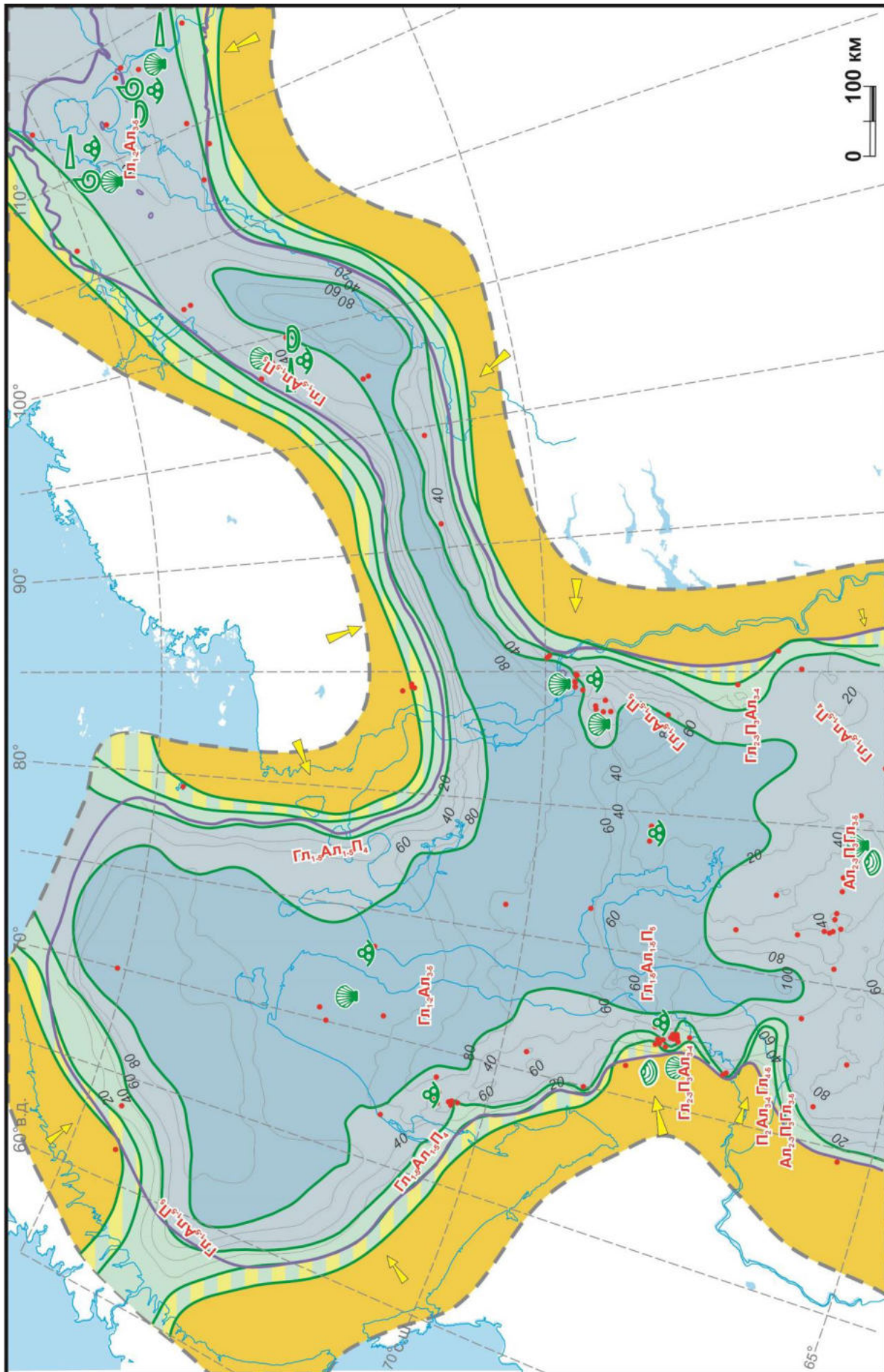


Рисунок 3.22 – Литолого-палеогеографическая карта китербского времени (начало раннего тоара) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.] Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Полярного Урала, а также на большей части территории, расположенной южнее Мессояхской наклонной гряды.

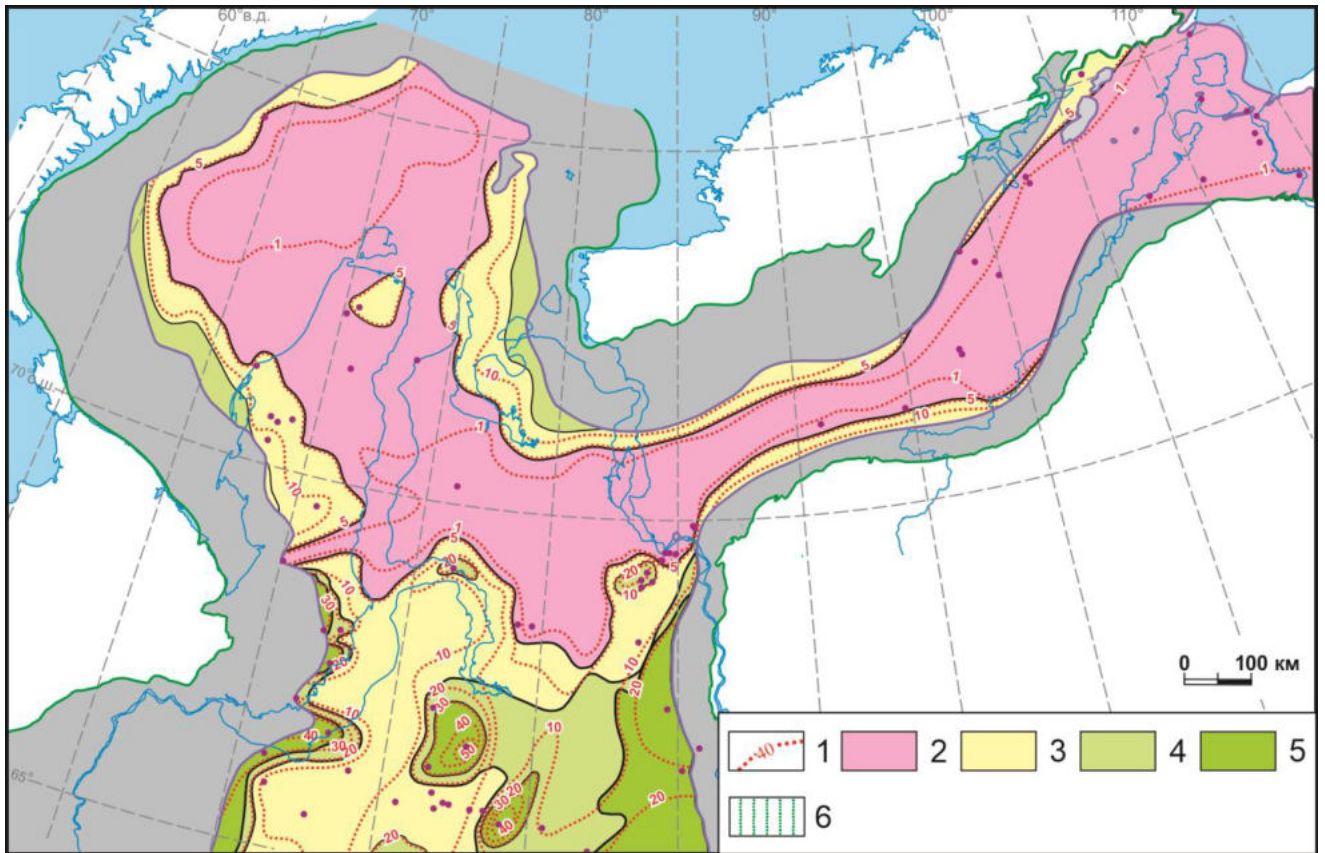


Рисунок 3.23 – Карты качества флюидоупора плинбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.15.

Китербютский горизонт в среднем на территории исследования залегает на 200 метров выше по разрезу, чем левинский, и в целом повторяет характер распределения зон различных степеней катагенеза и масштабов генерации газообразных углеводородов вышеописанного резервуара. При этом отмечается, что интенсивность генерации сильно изменилась. В наиболее прогнутых участках интенсивность генерации углеводородов достигает до 250 млн м³ на 1 км², а на приподнятых она изменяется от 0 до 50 млн м³ на 1 км². Такие различия связаны прежде всего с палеогеографией района, изменением состава органического вещества и его концентрации в период седиментации и раннего диагенеза [Фомин, 2011; Бостриков и др., 2011; Шемин и др., 2023б].

3.3.3. Тоарский резервуар

Тоарский региональный резервуар представлен отложениями верхней части нижней и низами средней юры. Сложен он песчано-алеврито-глинистыми породами надояхского и лайдинского горизонтов. Тоарский региональный резервуар является наиболее широко распространенным из нижнеюрских резервуаров и развит на большей части исследуемого региона. Лишь на краевых участках, прилегающих к Таймырской, Пайхой-Новоземельской и Уральской складчатым областям и к Сибирской платформе, он отсутствует. В качестве регионального резервуара он рассматривается только в пределах территорий, где надояхский проницаемый комплекс перекрыт глинистыми отложениями лайдинского флюидоупора.

Мощность резервуара варьирует от нескольких десятков до 600 м и на большей части региона составляет 200–400 м. Максимальные значения прогнозируются в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от нескольких метров на востоке региона (не считая обнажений в пределах Анабаро-Хатангской седловины, где породы выходят на дневную поверхность) до 6000 м, на большей части региона – от 3000 до 4500 м. Максимальные глубины залегания кровли характерны для наиболее крупных отрицательных структур – Боганидско-Жданихинского, Беловско-Агапского наклонных желобов, Большехетской и Южно-Карской мегасинеклиз. Минимальные значения приурочены к территории Анабаро-Хатангской седловины.

Надояхский проницаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными породами надояхского горизонта, представленного отложениями одноименной свиты, хоргонской и эренской свит, а также нижней и средней частями верхнекотухтинской подсвиты и ее возрастными аналогами. Мощность проницаемого комплекса варьирует от нескольких десятков до 400 м и на большей

части территории составляет 150–200 м. Максимальные значения прогнозируются в центральных частях крупных отрицательных структур, тогда как минимальные мощности (от нескольких десятков до 100 м) характерны для Анабаро-Хатангской седловины и зон, прилегающих к областям выклинивания.

Разрез проницаемого комплекса характеризуется переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и переходных разностей пород. В его пределах выделяются регионально выдержанные песчаные пласты Ю₁₆, Ю₁₅ и Ю₁₄. Песчаники представлены преимущественно мелкозернистыми и среднезернистыми разностями [Шемин, 2014; Шемин и др., 2023б].

В пределах региона выделяются шесть литологических областей, варьирующих от в основном песчаной (П₁Ал₅Гл₅) до преимущественно глинисто-алевритовой (Гл₂₋₃Ал₂₋₃П₅). Наиболее песчаные литологические области приурочены к окраинным участкам седиментационного бассейна вдоль Полярного Урала, Новой Земли, Таймыра и Сибирской платформы; при этом степень песчанистости закономерно уменьшается в направлении к центральным зонам бассейна. Наиболее глинизированные отложения развиты на востоке региона, в районах, прилегающих к Таймырской складчатой области, где надояхская свита замещается короткинской (Рисунок 3.24).

Толщины песчаников тоарского проницаемого комплекса варьируют от нескольких метров до 150 м (Рисунок 3.25). Наибольшие значения (свыше 100 м) прогнозируются вблизи северо-западного окончания Сибирской платформы, которая являлась основным источником песчаного материала. Зона средних мощностей (60–100 м) охватывает большую часть остальной территории региона. Минимальные значения (от нескольких метров до 60 м) приурочены к окраинным участкам бассейна, а также к центральным частям Антипаютинско-Тадебяхинской и Южно-Карской мегасинеклиз.

В конце раннего тоара – начале аалена в северной части Западной Сибири произошло обмеление моря. Морской режим осадконакопления сохранялся, однако глубоководный шельф, характерный для раннетоарского времени в

северных и центральных районах, был вытеснен мелководным шельфом и частично мелководными обстановками (Рисунок 3.26). В южных секторах бассейна, а также по его периферии отмечалось существенное расширение областей мелководья и

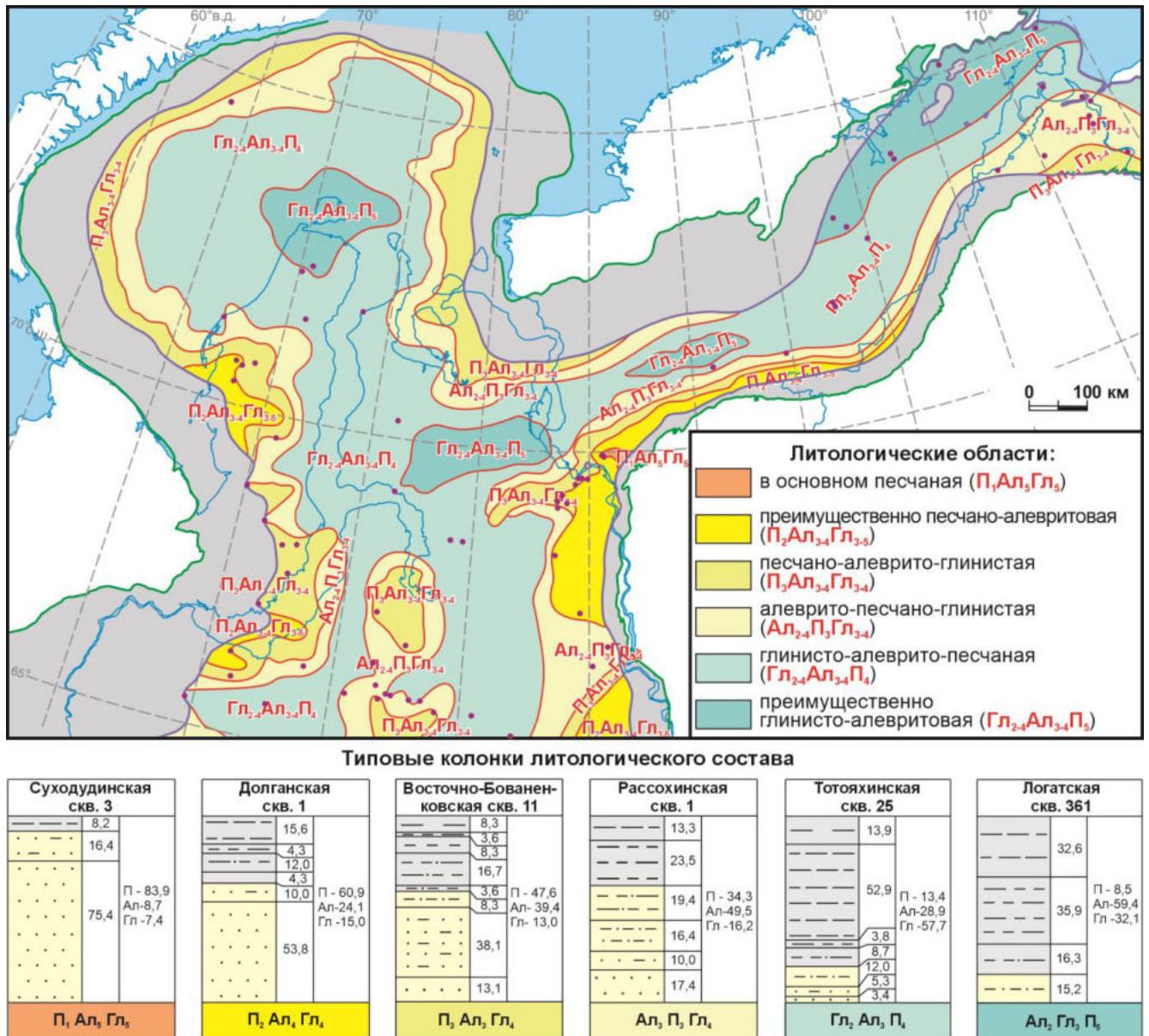


Рисунок 3.24 – Карта литологического состава надояхского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, что было связано со значительным сокращением площади мелководного шельфа. В надояхское время мелководный шельф занимал большую часть территории бассейна, наиболее

широко распространяясь в его северных и центральных

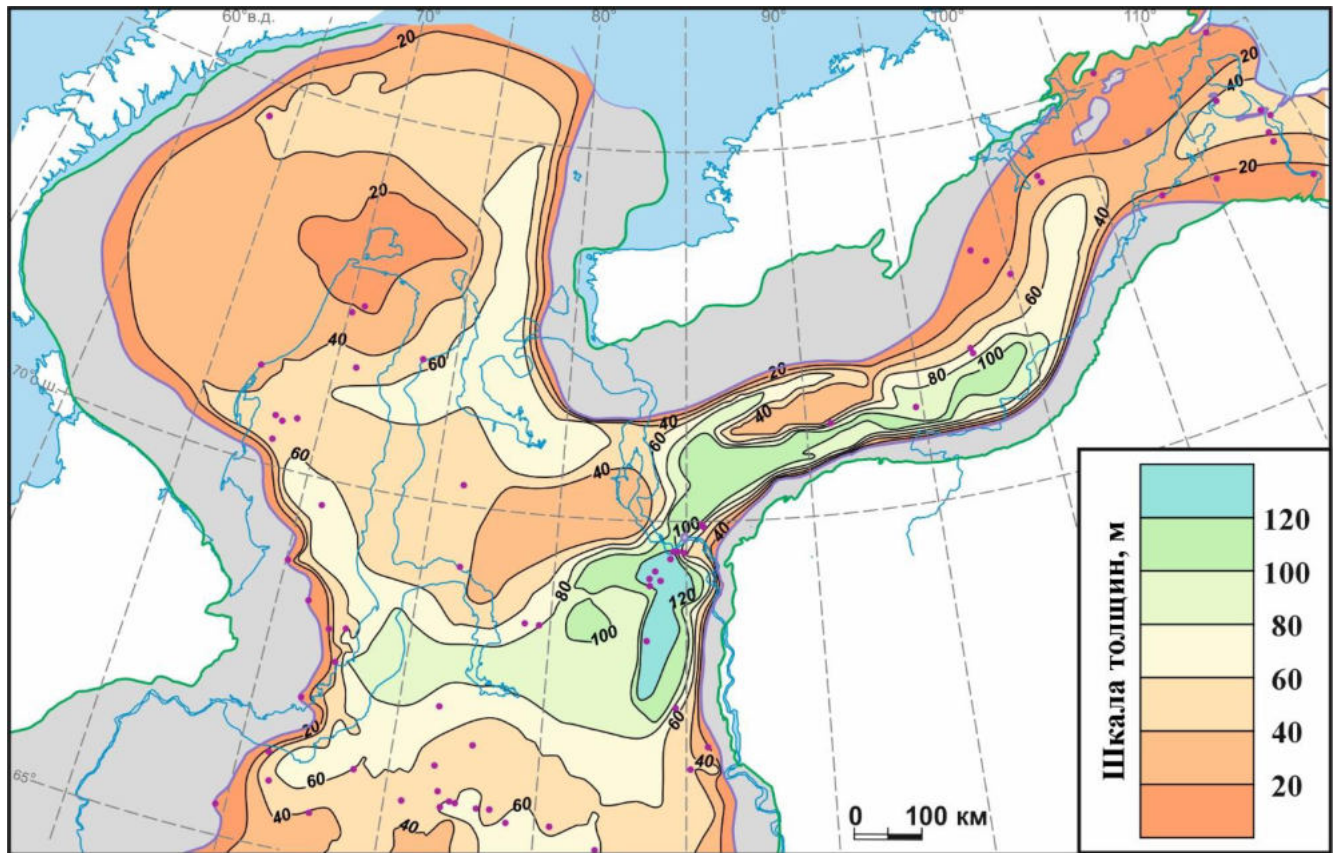


Рисунок 3.25 – Карта толщин песчаников проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

районах. В южной части бассейна он развивался более ограниченно, формируя две субмеридионально ориентированные зоны в пределах Надым-Пурского и Пур-Тазовского междуречий. В этих обстановках откладывались преимущественно алеврито-глинистые осадки с редкими песчаными прослоями. Мелководье также было широко распространено и формировало линейные зоны, окружающие более глубоководные участки. Здесь накапливались осадки различного литологического состава – глинистые, алевритовые и песчаные. На окраинах бассейна существовали прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, а также прибрежные аллювиальные равнины; первые занимали значительно большую площадь. Осадконакопление в пределах этих зон было представлено

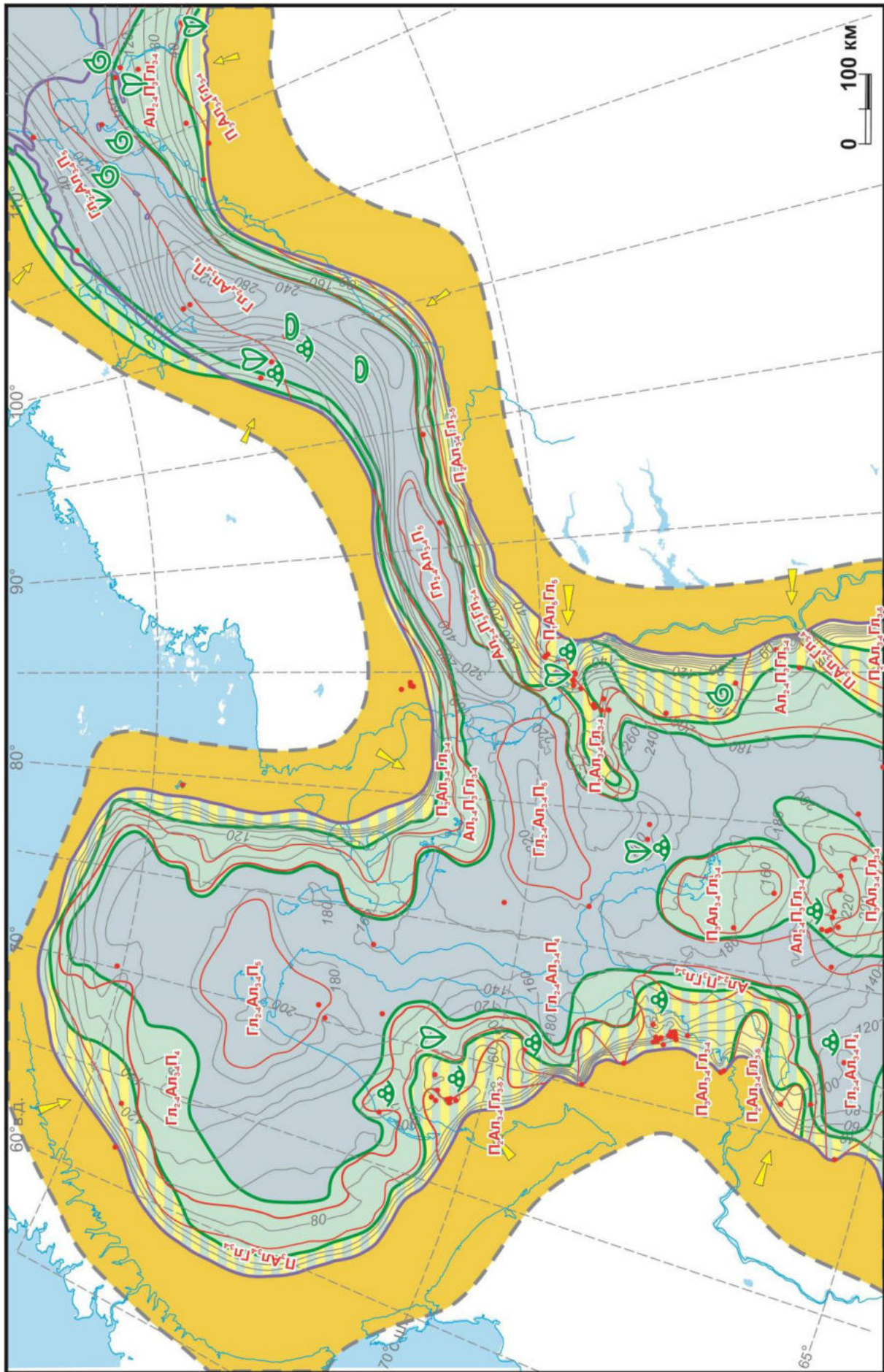


Рисунок 3.26 — Литолого-палеогеографическая карта надояхского времени (конец раннего тоара - начало аалена) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

преимущественно алевритовыми и песчаными фациями [Шемин и др., 2015, 2023б].

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются следующими параметрами: открытая пористость варьирует от 8 до 24 %, преимущественно составляя 10–15 %; межзерновая проницаемость изменяется в диапазоне $(0,01–81,0) \cdot 10^{-3}$ мкм², при доминирующих значениях $(0,01–1,0) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Максимальные значения удельной емкости коллекторов тоарского резервуара приурочены к Мессояхской наклонной мегагряде, Рассохинскому наклонному межавыступу и северной части Предъенисейской мегамоноклизы. Промежуточные значения удельной емкости характерны для Предтаймырской и Северо-Сибирской моноклиз, Гыданского межавыступа и Волочанского наклонного мезовала. Наиболее низкие значения удельной емкости фиксируются в прибортовых частях территории, в пределах Карской мегасинеклизы и Агапского мегапрогиба (Рисунок 3.27).

Лайдинский флюидоупор представлен породами лайдинского горизонта. Он сложен преимущественно глинистыми и алевритовыми породами. Толщина флюидоупора варьирует от нескольких десятков до 100 м, при этом на большей части территории значения колеблются в пределах 60–80 м. Разрез тоарского флюидоупора характеризуется преобладанием аргиллитов, местами переходящих в углистые разности с различной степенью алевритистости. Содержание песчаников в разрезе флюидоупора варьирует от 10 до 55 %.

Выделяются шесть литологических областей, варьирующих от преимущественно песчано-глинистой ($P_2ГЛ_3АЛ_4$) до глинисто-алевритовой ($ГЛ_{1-3}АЛ_{3-4}$). Наиболее песчаные области – преимущественно песчано-глинистая ($P_2ГЛ_3АЛ_4$), песчано-алеврито-глинистая ($P_3АЛ_{3-4}ГЛ_{3-5}$) и алеврито-песчано-глинистая ($АЛ_{2-4}P_3ГЛ_{3-5}$) – приурочены главным образом к периферийным зонам седиментационного бассейна: вдоль Полярного Урала, Новой Земли, западных частей Таймыра и Сибирской платформы. Полоса повышенной песчанистости

широким контуром прослеживается также вдоль долины р. Пур вплоть до Мессояхской наклонной гряды. Глинистые литологические области занимают остальную часть региона, наиболее широко развиваясь в его северных и восточных секторах (Рисунок 3.28).

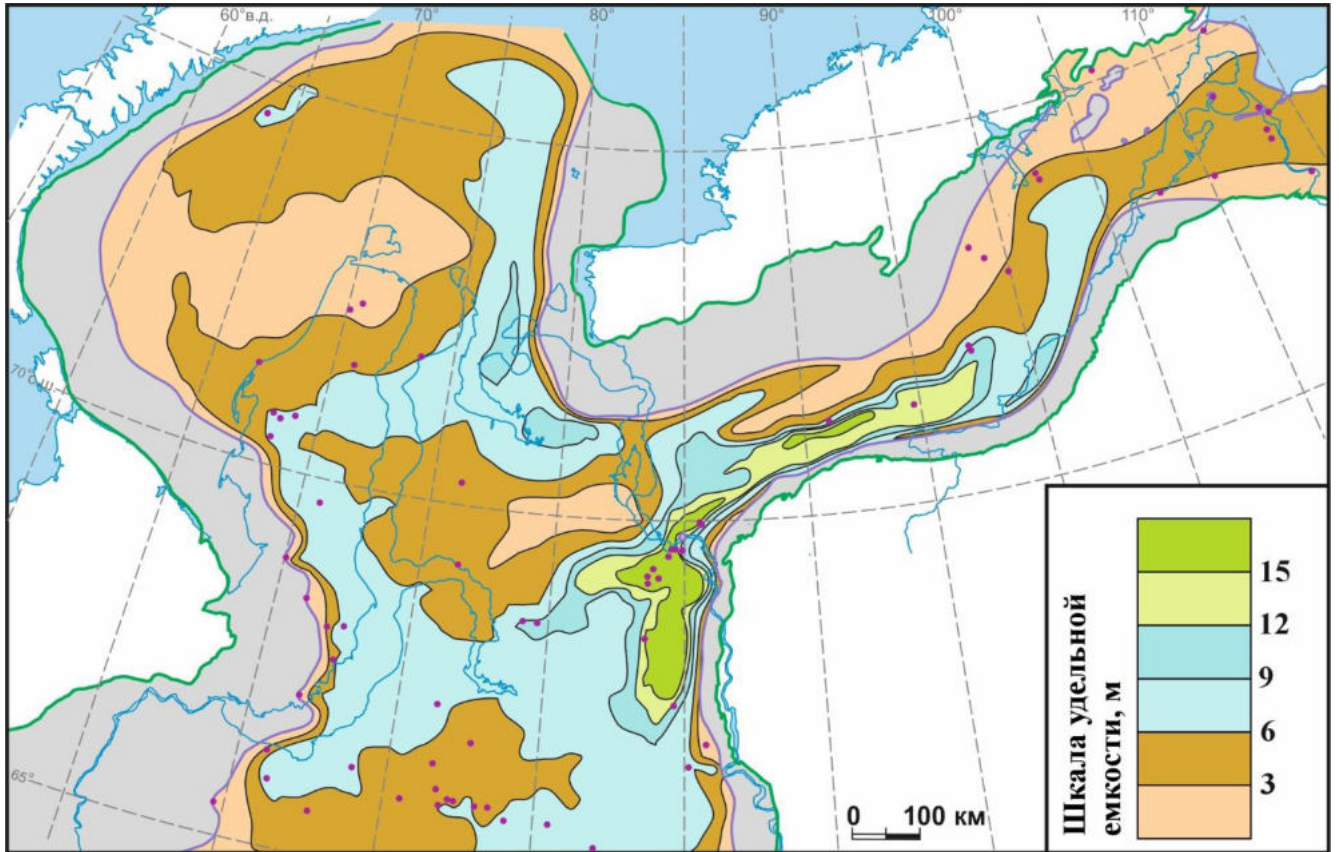


Рисунок 3.27 – Карта удельной емкости пород коллекторов проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.

Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Содержание песчаников в разрезе флюидоупора изменяется в пределах 10–55 %. Наиболее песчаные зоны приурочены к прибортовым частям бассейна в южной половине исследуемой территории. Высокие значения также характерны для района долины р. Пур. Повышенная песчанистость отмечается в областях выклинивания отложений флюидоупора вблизи Таймыра и Новой Земли, а также в виде вытянутых полос, ограничивающих основные зоны максимальной песчанистости на юге. Минимальные значения содержания песчаников

наблюдаются в центральных частях акватории Карского моря, в пределах Енисей-Хатангского прогиба и в северной части Анабаро-Хатангской седловины.

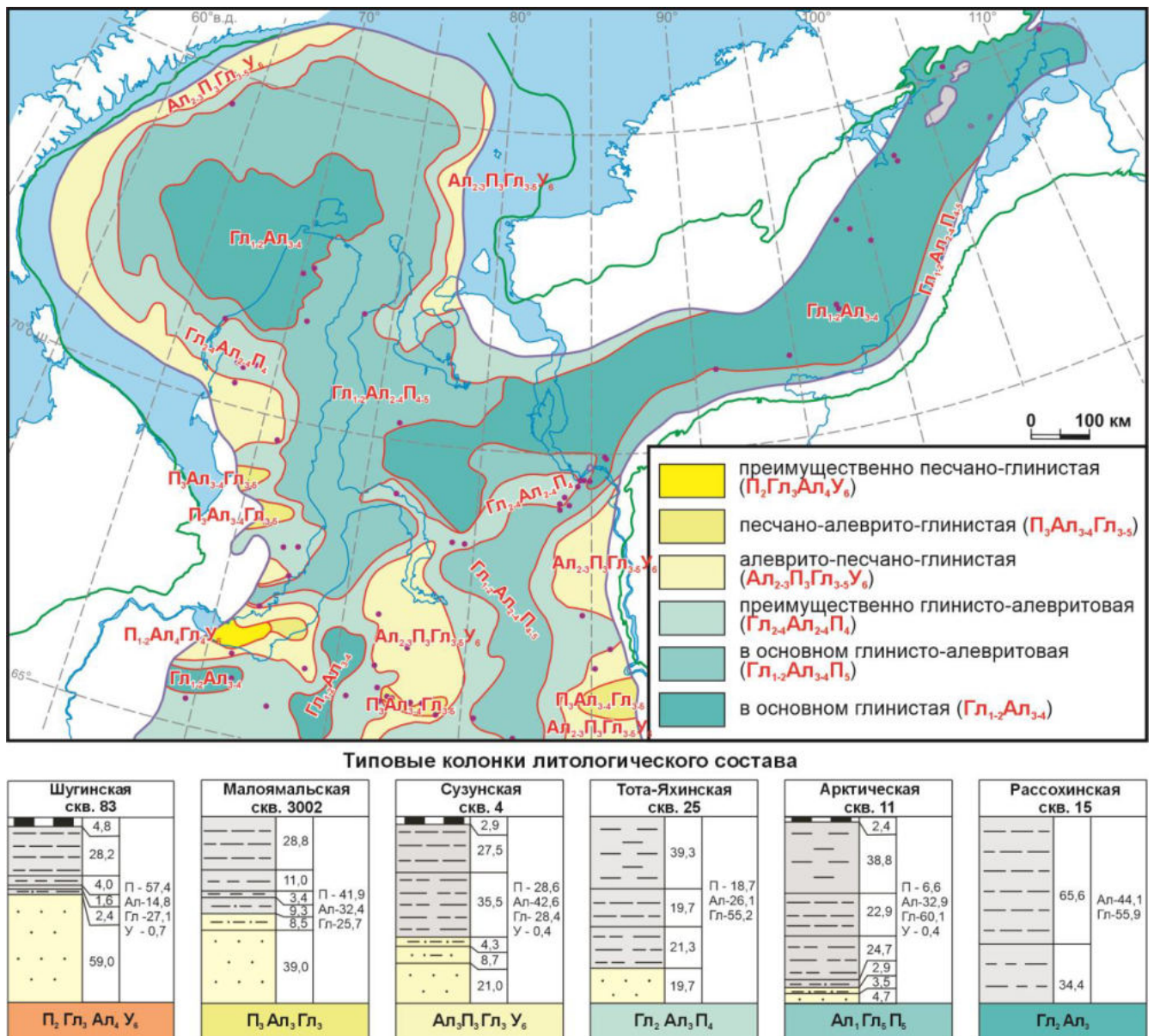


Рисунок 3.28 – Карта литологического состава лайдинского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора. Условные обозначения см. Рисунок 3.1.

Обстановки осадконакопления лайдинского горизонта, отраженные на палеогеографических реконструкциях (Рисунок 3.29), свидетельствуют об

очередном повышении уровня моря. Контуры осадочного бассейна на севере Западной Сибири, Карском море и на восточных участках региона несколько расширились, а условия седиментации стали более глубоководными по сравнению с надояхским временем. На большей части территории устанавливались морские обстановки – от глубокого и мелководного шельфа до мелководья. Наиболее глубоководные зоны палеобассейна охватывали северную часть региона, центральные участки Карского моря, Енисей-Хатангский прогиб, Гыданский полуостров и акваторию моря Лаптевых. Здесь на глубинах порядка 100–200 м формировались алеврито-глинистые осадки с редкими прослоями песков. Мелководный шельф занимал обширные пространства, оконтуривая глубоководную часть бассейна. В пределах этих зон откладывались глинисто-алеврито-песчаные толщи. На периферии бассейна, прилегающей к суше, развивались мелководные области, прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, а также прибрежные аллювиальные равнины. В этих условиях формировались песчаные, алевритовые и глинистые осадки различного генезиса: пляжевые, дельтовые, барьерные и береговые баровые, русловые, озерные и пойменные [Шемин и др., 2015, 2023б].

Выделяются четыре типа качества лайдинского флюидоупора – от высокого до низкого. Высокое качество лайдинского флюидоупора характерно для центральных частей региона, расположенных к северу от Мессояхской наклонной гряды (Рисунок 3.30). Зоны среднего качества формируют узкую полосу, опоясывающую область высокого качества, а также две субмеридионально ориентированные линейные области, расположенные к западу и востоку от долины р. Пур. Участки низкого качества приурочены к южным зонам выклинивания отложений проницаемого комплекса – в областях, прилегающих к Уралу и Сибирской платформе. Участки с таким качеством также линейно прослеживаются вдоль долины р. Пур.

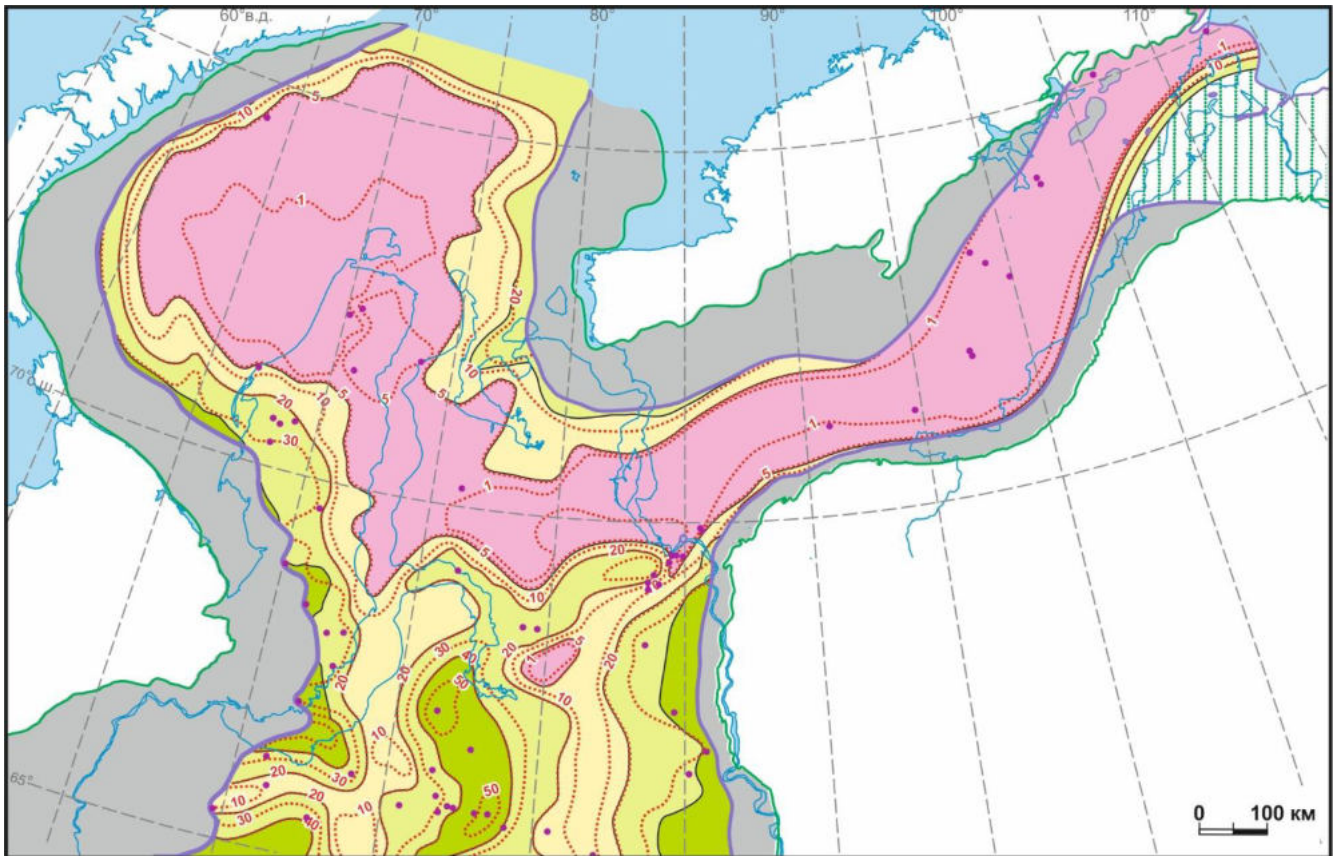


Рисунок 3.30 – Карты качества флюидопора тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 3.15.

3.4. Уточнение фациального районирования отложений нижней юры

Фациальное районирование юрских отложений рассматриваемого региона имеет длительную историю. При этом следует отметить, что все схемы фациального районирования составлены только для двух стратиграфических уровней: нижне-среднеюрского и келловей-верхнеюрского. Такое разделение юрского разреза соотнесено с существенной разницей режимов седиментогенеза в сибирских палеобассейнах, сопровождавшейся постепенной сменой направления основных трансгрессий, существенными изменениями климата, относительно резким перемещением депоцентра морского осадконакопления с востока на запад [Шурыгин и др., 2000]. Несмотря на это, сложилась достаточно парадоксальная ситуация, когда существенно доминирующие по мощности в разрезе нижне-среднеюрские отложения, накопившиеся в ходе четырех региональных морских

трансгрессий и пяти регрессий и включающие в себя наиболее фациально изменчивую базальную часть юрского разреза, оказались охарактеризованными едиными фациальными районами [Шурыгин и др., 2000; Шемин, 2014; Shemin et al., 2019].

Исследователи отмечают ряд существенных недостатков существующих схем фациального районирования юрских отложений. Проблемы этих схем и попытки их уточнения отражены в работах В. И. Кислухина [Кислухин, 2009], А. Р. Курчикова с соавторами [Курчиков и др., 2014], С. В. Рыжковой с соавторами [Рыжкова и др., 2018, 2020], П. А. Глазырина [Глазырин, 2021, 2024], Г. Г. Шемина с соавторами [Шемин и др., 2023а, 2024], В. Н. Бородкина с соавторами [Бородкин и др., 2023] и многих других исследователей. В частности, отмечается, что в пределах одного и того же района в ниже-среднеюрском разрезе присутствуют пачки и толщи, сформированные в существенно различных обстановках осадконакопления. Вследствие этого проведение чрезмерно жестких и детализированных границ фациальных районов не всегда является корректным. Кроме того, в южных районах нередко выделяется избыточное число свит, часть которых фактически соответствует лишь одному-двум песчано-алевритовым пластам и не имеет различий ни по промыслово-геофизическим исследованиям, ни по описанию керн. Существенные трудности вызывает и высокая латеральная изменчивость ниже-среднеюрских отложений. Так, на территории Енисей-Хатангского прогиба их суммарная толщина достигает 4100 м, изменяясь от максимальных значений в наиболее прогнутых частях до полного выклинивания на бортах. Содержание песчаной компоненты варьирует от 1% в наиболее погруженных участках до 35% на периферии. При этом отдельные типы разрезов прослеживаются за пределами ранее выделенных районов. Глинистый разрез Восточно-Таймырского фациального района устанавливается на северо-востоке Хатангского участка, а песчаный разрез Усть-Енисейского района прослеживается на восток до Анабаро-Хатангской седловины. Утвержденная схема не распространяется на акваторию Карского моря.

В настоящей работе нижнеюрские отложения рассматриваются отдельно от среднеюрских. Граница между ними проведена по кровле надояхского горизонта, который условно отнесен к нижнеюрскому комплексу, хотя стратиграфическая граница нижнего и среднего отделов юры устанавливается внутри надояхского горизонта [Решение..., 2004]. Необходимость раздельного рассмотрения обусловлена, во-первых, сложившейся практикой нефтегазопроисловых работ в сибирском секторе Арктики [Шемин, 2014], где оба комплекса рассматриваются раздельно. Во-вторых, если объединить их в один объект, многие характерные особенности строения разрезов будут «размыты». Раздельное описание позволяет избежать потери информации и точнее выделить специфику каждого комплекса.

Фациальные области в настоящей работе рассматриваются как наиболее крупный обобщающий уровень районирования, отражающий региональную направленность раннеюрского седиментогенеза. При таком подходе область не является полностью однородной по генезису всех входящих в нее разрезов: в ее центральных частях обычно сохраняются наиболее типичные признаки соответствующей обстановки, тогда как в краевых частях усиливается влияние смежных фациальных зон. Поэтому основная детализация выполнена на уровне фациальных районов, которые фиксируют внутреннюю неоднородность областей и различаются по литологическому составу, условиям формирования, стратиграфической полноте и мощности нижнеюрских отложений.

В качестве основных критериев выделения фациальных районов использованы литологический состав, условия формирования, стратиграфическая полнота и суммарная мощность нижнеюрских отложений [Решение..., 2004; Шурыгин и др., 2000; Гурари и др., 2005; Рыжкова и др., 2020]. В настоящей работе под фациальным районированием понимается выделение районов распространения разновозрастных отложений, характеризующихся сходным литологическим составом, строением и условиями образования. Предлагаемый подход основан на детальной корреляции нижнеюрских горизонтов, построении

комплексных моделей их строения и последующем обобщении полученных результатов для нижнеюрского комплекса в целом.

В результате применения указанного подхода выделены фациальные районы нижнеюрских отложений, различающиеся литологическим составом, условиями формирования, стратиграфической полнотой и суммарными мощностями. Сводные карты этих признаков приведены на Рисунке 3.31. Названия районов в основном сохранены по принципу преемственности с ранее разработанными схемами [Шурыгин и др., 2000]. Положение выделенных фациальных районов показано на Рисунке 3.32, а их сводная характеристика приведена в Таблице 3.5.

Границы выделенных фациальных районов в целом слабо согласуются с границами современных тектонических структур (исключение составляют лишь прибортовые районы). Это обусловлено тем, что формирование значительной части современных структурных элементов происходило после накопления нижнеюрских отложений и не определяло исходную фациальную дифференциацию бассейна [Khudoley et al., 2025; Deev et al., 2025a, 2025b]. Сопоставление районов с крупными тектоническими элементами использовано в целях их пространственной привязки.

В северо-западной части рассматриваемого региона обособлены районы, связанные с Ямало-Карской частью раннеюрского бассейна. Карский район в значительной мере соответствует Южно-Карской синеклизе и характеризуется преобладанием глинистых и глинисто-алевритовых отложений, сформированных преимущественно в условиях мелководного шельфа. Ямальский район отличается доминированием глинисто-алевритовых морских разрезов, накопление которых происходило в морском бассейне с глубинами до 100 м. В краевых частях бассейна, соответствующих Приновоземельному, Приюгорскому и Западно-Таймырскому районам, нижнеюрские отложения закономерно огрубляются: глинисто-алевритовые и алеврито-глинистые разрезы сменяются песчано-алеврито-глинистыми и песчаными литофациями, связанными с мелководными и прибрежно-морскими обстановками.

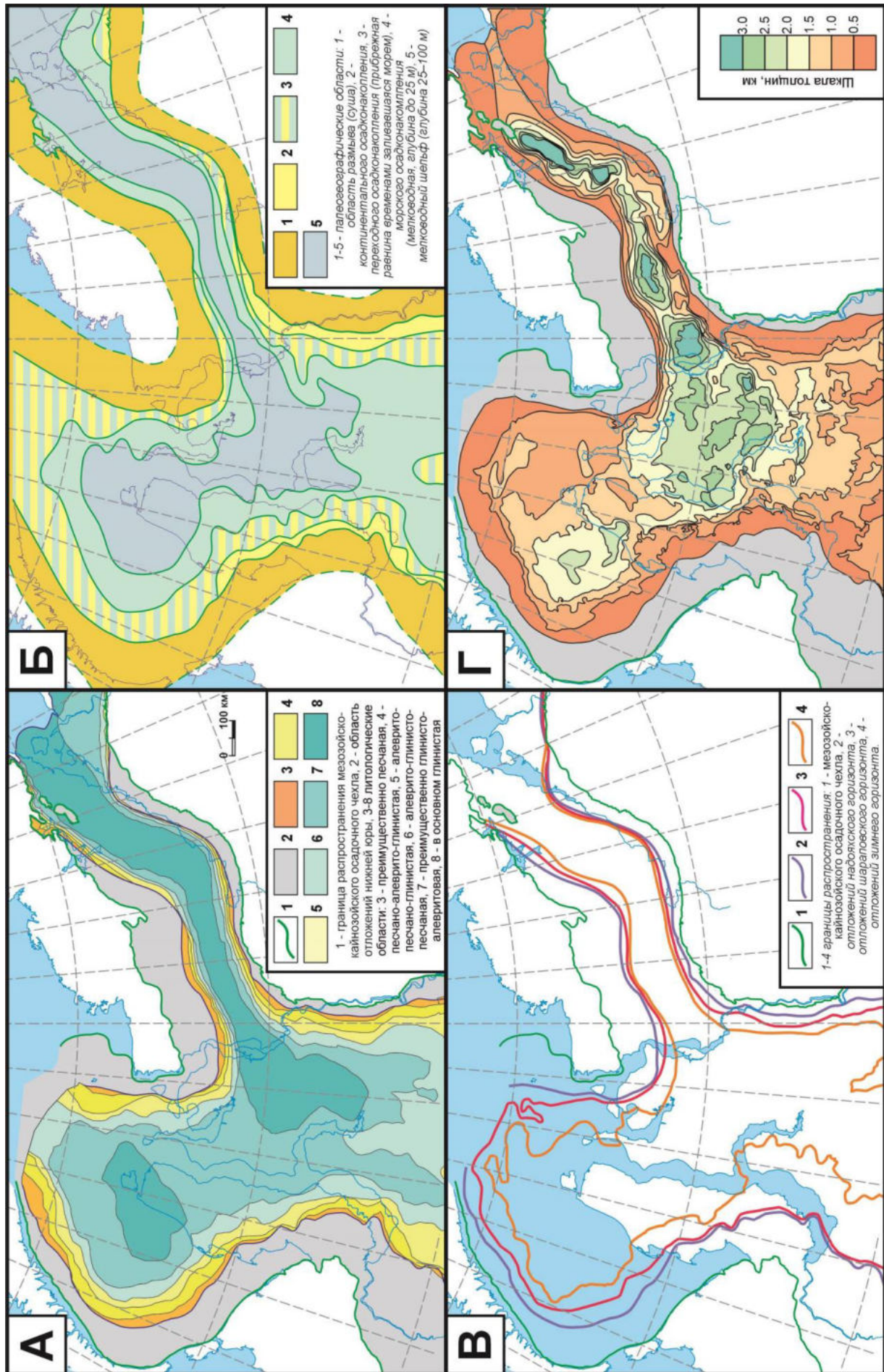


Рисунок 3.31 – Сводные схематические карты: А – литологический состав, Б – условный образований, В – границ распространения, Г – общие толщин нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики.

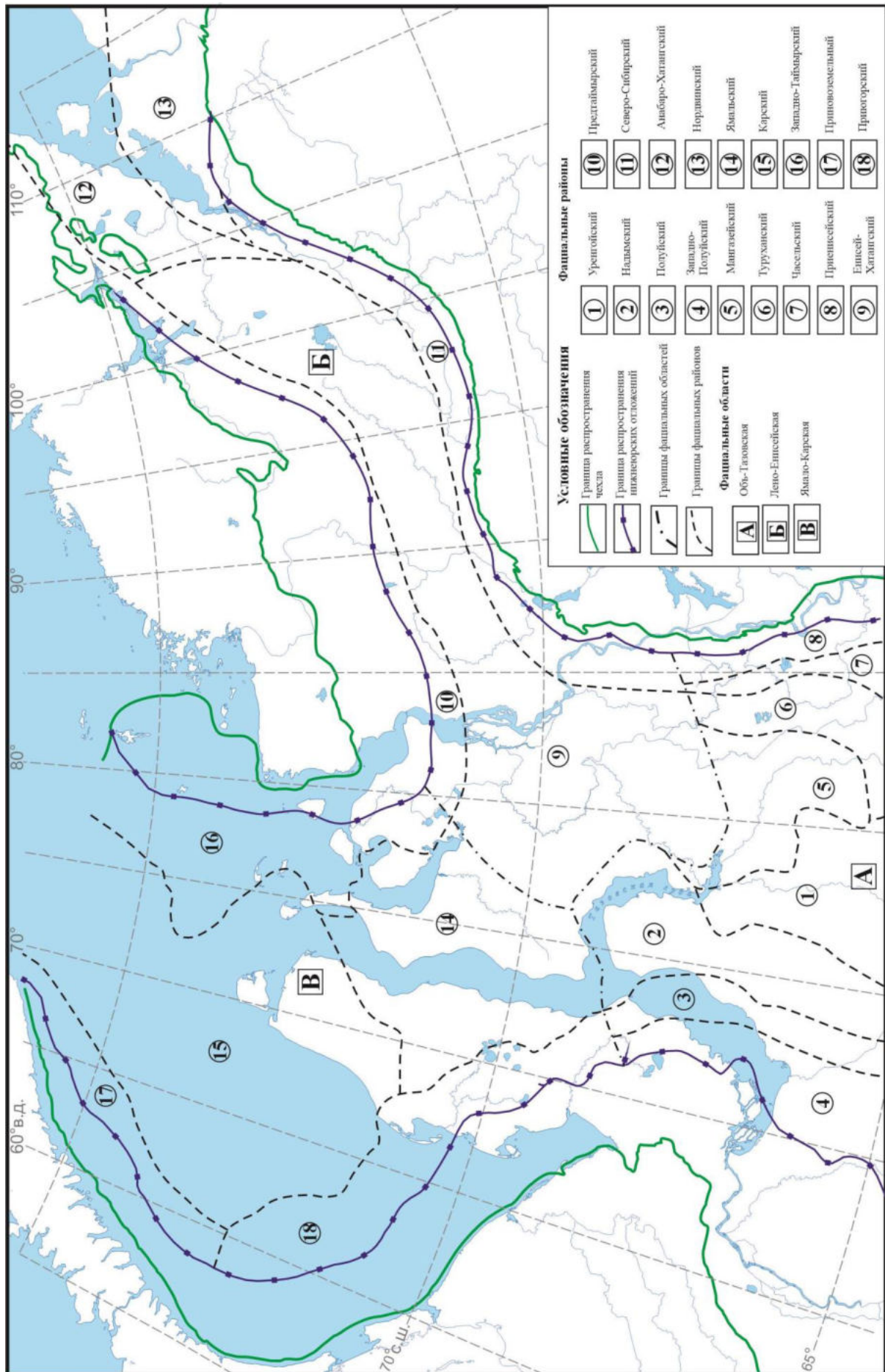


Рисунок 3.32 – Схема фациального районирования нижнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики. Составили: Г.Г. Шемин, П.А. Глазырин, Е.В. Деев

Таблица 3.5 – Сводная характеристика фациальных районов нижней юры

Район		Условия формирования	Литологическая область	Стратиграфическая полнота	Толщины, км
1	Уренгойский	прибрежно-морские и мелководные обстановки	алеврито-глинисто-песчаная	полная	1-1,5
2	Надымский	мелководье	преимущественно глинисто-алевритовая	полная	1-2
3	Полуйский	прибрежно-морские и мелководные обстановки	алеврито-глинисто-песчаная	сокращенная	0,5-10
4	Западно-Полуйский	прибрежно-морские	от преимущественно песчаной до алеврито-песчано-глинистой	сокращенная	до 0,5
5	Мангазейский	мелководье	преимущественно глинисто-алевритовая	полная	1-2
6	Туруханский	прибрежно-морские и мелководные обстановки	алеврито-глинисто-песчаная	полная	1-1,5
7	Часельский	прибрежно-морские	алеврито-песчано-глинистая	сокращенная	0,5-1
8	Приенисейский	континентальные	от преимущественно песчаной до песчано-алеврито-глинистой	сокращенная	до 0,5
9	Енисей-Хатангский	В основном морские: от мелководья до глубоководного шельфа	в основном глинистая	полная	2-5
10	Предтаймырский	прибрежно-морские	от преимущественно песчаной до алеврито-песчано-глинистой	сокращенная	до 1
11	Северо-Сибирский	прибрежно-морские	от преимущественно песчаной до алеврито-песчано-глинистой	сокращенная	до 0,5
12	Анабаро-Хатангский	мелководье и мелководный шельф	в основном глинистая	полная	до 1
13	Нордвикский	прибрежно-морские и мелководные обстановки	преимущественно глинисто-алевритовая	полная	до 0,5
14	Ямальский	мелководье и мелководный шельф	преимущественно глинисто-алевритовая	полная	1-2,5
15	Карский	мелководный шельф	преимущественно глинистая	полная	1,5-2,5
16	Западно-Таймырский	прибрежно-морские	от преимущественно песчаной до алеврито-песчано-глинистой	сокращенная	до 1
17	Приновоземельный	прибрежно-морские	от преимущественно песчаной до песчано-алеврито-глинистой	сокращенная	до 0,5
18	Приюгорский	прибрежно-морские	от преимущественно песчаной до алеврито-песчано-глинистой	сокращенная	до 1

В Лено-Енисейской части региона наиболее полные и тонкозернистые нижнеюрские разрезы характерны для Енисей-Хатангского и Анабаро-Хатангского районов. В пределах Енисей-Хатангского района нижнеюрские отложения имеют преимущественно глинистый, в краевых частях – глинисто-алевритовый и реже алеврито-глинистый состав. Их накопление происходило главным образом в морских условиях, от мелководья до более глубоких частей шельфа. Анабаро-Хатангский район также характеризуется преимущественно глинистыми морскими разрезами. В Предтаймырском и Северо-Сибирском районах, расположенных на краевых участках бассейна, возрастает доля алевритового и песчаного материала, а условия формирования изменяются от мелководно-морских к переходным и

местами континентальным. Нордвикский район отличается более алеврито-песчаным составом и связан с прибрежно-морскими и мелководными обстановками.

Наиболее сложная перестройка районирования выполнена для Обь-Тазовской части региона. В отличие от утвержденной схемы районирования, контуры выделенных нижнеюрских районов здесь существенно изменены, поскольку нижнеюрские разрезы демонстрируют выраженную латеральную изменчивость состава и условий формирования. По гранулометрическому составу и палеогеографическим условиям нижнеюрские отложения этой части региона подразделяются на три основных типа. Первый тип представлен преимущественно глинисто-алевритовыми разрезами Надымского и Мангазейского районов, сформированными в морских, главным образом мелководных, условиях. Второй тип объединяет алеврито-глинисто-песчаные разрезы Полуйского, Уренгойского и Туруханского районов, накопление которых происходило преимущественно в условиях мелководья и прибрежных равнин. Третий тип включает алеврито-песчано-глинистые, алеврито-песчаные и песчано-алевритовые разрезы Западно-Полуйского, Часельского и Приенисейского районов.

Сравнение с утвержденными схемами показывает, что предлагаемое районирование не является простой корректировкой ранее проведенных границ. Его отличие состоит в смене объекта анализа: вместо ниже-среднеюрского интервала в целом рассматриваются собственно нижнеюрские отложения. За счет этого выявлены различия, которые в объединенных схемах оказываются сглаженными: изменение литологического состава от центральных к краевым частям бассейнов, различия в полноте и мощности разрезов, а также распространение отдельных типов нижнеюрских разрезов за пределы ранее выделенных районов. Кроме того, в районирование включена акватория Карского моря, которая в утвержденной схеме не была охарактеризована.

Выводы

Выполненное исследование уточняет представления о строении, условиях формирования и нефтегазогеологическом потенциале нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики. На основе единой методологической базы выполнена сопоставимая характеристика геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров, что позволило рассмотреть их в рамках единой региональной модели.

В рамках исследования составлен и обобщен комплекс карт, включающий карты литологического состава проницаемых комплексов и флюидоупоров в пределах исследуемой территории. Полученные материалы отражают закономерную пространственную неоднородность литологического строения. Более песчаные разности приурочены преимущественно к южным и прибортовым зонам бассейна, тогда как наиболее глинистые – к его центральным и восточным частям.

Литолого-палеогеографический анализ показал, что формирование нижнеюрских резервуаров происходило в ходе трех последовательно сменявших друг друга регрессивно-трансгрессивных этапов: геттанг–начало позднего плинсбаха, поздний плинсбах–начало раннего тоара, ранний тоар–аален. В регрессивные подэтапы формировались проницаемые комплексы резервуаров, тогда как трансгрессивные подэтапы соответствовали накоплению перекрывающих их флюидоупоров. Отложения проницаемых комплексов аккумулировались преимущественно в условиях мелководного шельфа, мелководья, прибрежных и аллювиальных равнин, тогда как флюидоупоры формировались главным образом в обстановках глубоководного шельфа, что определило различия их вещественного состава и экранирующих свойств.

Коллекторы рассматриваемых резервуаров в целом характеризуются средней и пониженной пористостью при пониженной и низкой проницаемости. Диапазоны фильтрационно-емкостных свойств составляют: для геттанг-синемюрского

резервуара 8–15% и $(0,01–62) \times 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм²; для плинсбахского 8–19% и $(0,01–73) \times 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–1) \times 10^{-3}$ мкм²; для тоарского 8–24% и $(0,01–81) \times 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–1) \times 10^{-3}$ мкм².

Для всей исследуемой территории в условиях ограниченной фактической информации выполнена прогнозная оценка качества коллекторов по их емкостным свойствам. В качестве интегрального показателя использована удельная емкость пород-коллекторов. Установлено, что распределение значений удельной емкости имеет дифференцированный характер и определяется главным образом двумя факторами: толщиной песчаников, связанной с палеогеографическими и фациальными условиями осадконакопления, и глубиной залегания, влияющей на степень постседиментационного преобразования пород и величину остаточной пористости. Наиболее высокие значения удельной емкости приурочены к структурным элементам, где повышенные толщины песчаников сочетаются с относительно высокими значениями пористости.

Для всей исследуемой территории выполнена оценка качества флюидоупоров нижеюрских региональных резервуаров. Выделены зоны высокого, среднего, пониженного и низкого качества. В целом преобладают зоны высокого качества; участки среднего качества, как правило, формируют переходные полосы, обрамляющие наиболее благоприятные области. Пониженное и низкое качество флюидоупоров приурочено главным образом к южной части региона, включая долину р. Пур, а также к прибортовым зонам, связанным с областями выклинивания и повышенной песчанистостью.

Глава 4. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

4.1. Методика оценки перспектив нефтегазоносности

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности юрских отложений сибирского сектора Арктики в различные годы освещена в работах многих исследователей, таких как А.Н. Азаринов, А.П. Афанасенков, В.А. Балдин, Л.Н. Болдушевская, М.Т. Бондаренко, А.М. Брехунцов, Л.М. Бурштейн, С.Н. Варламов, П.Л. Глаголев, В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гурари, Г.С. Гуревич, В.П. Девятков, В.В. Забалуев, Н.Н. Запивалов, В.П. Игошкин, А.В. Исаев, М.К. Калинин, С.М. Карпухин, Ю.М. Киссин, И.К. Кондратьев, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, В.А. Кринин, Д.П. Кузнецов, Л.Л. Кузнецов, Д.П. Куликов, Д.Г. Кушнир, А.И. Ларичев, М.А. Левчук, В.Ф. Мазанов, О.И. Меркулов, М.П. Михайлова, В.И. Москвин, В.Д. Накаряков, А.П. Пронкин, В.И. Савченко, В.Г. Сибгатуллин, В.А. Скоробогатов, Д.С. Сороков, А.В. Ступакова, Г.Ф. Степаненко, А.А. Трофимук, А.Н. Фомин, В.Б. Хмелевский, В.А. Холодилов, Г.Г. Шемин, Д.В. Яковлев и многих других авторов. Однако их оценка перспектив осуществлялась в объемах крупных стратиграфических подразделений или определенной части территории.

В настоящей главе приведены результаты выполненной количественной оценки перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений на уровне региональных резервуаров (геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров) с использованием метода сравнительных геологических аналогий оценки ресурсов по удельной плотности УВ на единицу площади на основе анализа контролирующих перспективы нефтегазоносности параметров. Для Западно-Сибирской НГП наиболее значимыми для перспектив нефтегазоносности являются тектонический, литолого-фациальный и геохимический параметры [Шемин, 2007, 2014].

Тектоническими параметрами для оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров выступили структурные планы. В структурном плане наиболее приподнятые участки крупных положительных структур являются высокоперспективными и перспективными для накопления углеводородов (при всех прочих равных условиях). К среднеперспективным землям, в которых накопление УВ менее благоприятно, относятся седловины и моноклинали. К участкам пониженных и низких перспектив для аккумуляции УВ относятся борты и днища крупных отрицательных структур соответственно.

Проявление дизъюнктивной тектоники на различных участках резервуаров находит отражение в перспективах нефтегазоносности следующим образом. С одной стороны, дизъюнктивные нарушения сопровождаются появлением трещиноватости в породах, увеличивая при этом их фильтрационно-емкостные свойства. Также могут образовываться тектонически-экранированные залежи. С другой стороны, дизъюнктивная тектоника ухудшает качество флюидоупора, что может привести к разрушению залежей УВ. В итоге все перечисленные аспекты влияния тектонических нарушений на перспективы нефтегазоносности являются как положительными (увеличивая фильтрационно-емкостные свойства пород, способствуя формированию тектонически-экранированных залежей), так и негативными (разрушая залежи углеводородов). В связи с неоднозначным влиянием дизъюнктивной тектоники интенсивность проявления дизъюнктивных нарушений в настоящей работе не выделялась в качестве самостоятельного расчетного показателя.

Литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров нижнеюрских отложений основаны на анализе качества их отдельных частей – флюидоупоров и проницаемых комплексов. Флюидоупоры нижнеюрских отложений исследуемого региона состоят в основном из глинистых пород левинского, китербютского и лайдинского горизонтов. Анализ качества флюидоупоров, как уже говорилось ранее, в связи с ограниченным фактическим материалом проводится на основе исследования их толщины и процентного

содержания песчаников. Впоследствии были выделены зоны высокого, среднего, пониженного и низкого качества флюидоупоров.

Для интегральной оценки качества коллекторов был использован показатель удельной емкости. Он рассчитывался как произведение толщин песчаных тел и ожидаемой пористости, определяемой по регрессионной зависимости от глубины для каждого резервуара.

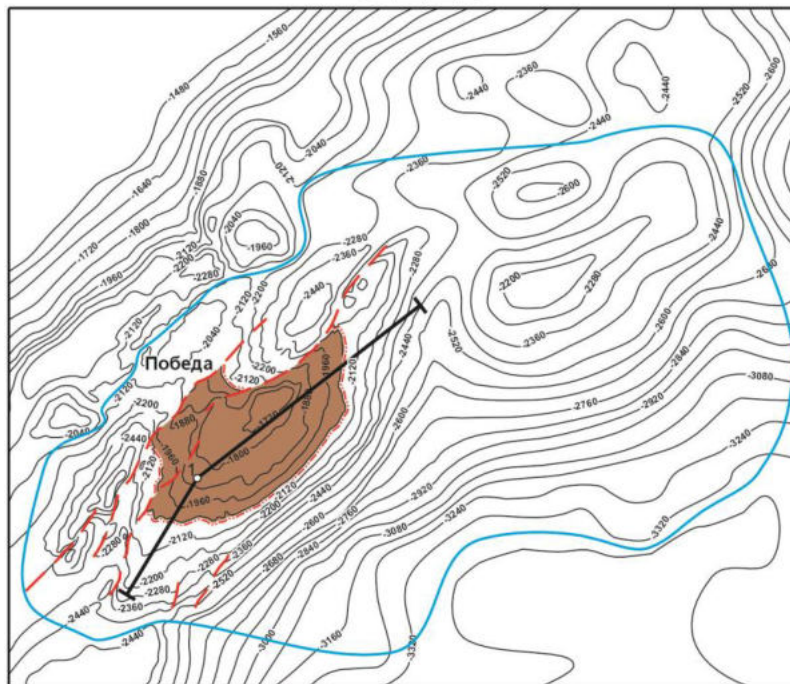
Геохимическими параметрами, использовавшимися при оценке перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений, являются результаты исследований нефтегазогенерационного потенциала [Бостриков и др., 2010, 2011; Шемин и др., 2023б] и катагенетического преобразования органического вещества нефтематеринских отложений [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011; Шемин и др., 2023б]. Катагенез органического вещества и закономерности естественного распределения жидкой и газообразной составляющих в открытых на эталонных участках залежах учитывались при прогнозе фазового состояния углеводородов на расчетных участках [Соин, Скоробогатов, 2014].

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров нижнеюрских отложений на исследуемой территории проводилась с использованием утвержденного «Методического руководства по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [Методическое руководство..., 2000]. Прогноз перспектив нефтегазоносности был осуществлен методом геологических аналогий, заключающимся в выделении хорошо изученных нефтегазоносных объектов, которые принимаются за эталонные участки (ЭУ), и переносе установленных плотностей ресурсов углеводородов на прогнозируемые или же расчетные участки (РУ) за счет применения единой меры сходства эталонного и расчетного участков, так называемого коэффициента аналогии. Коэффициент аналогии учитывает различия вышеописанных критериев эталонных и расчетных участков, которые контролируют перспективы нефтегазоносности в данном регионе.

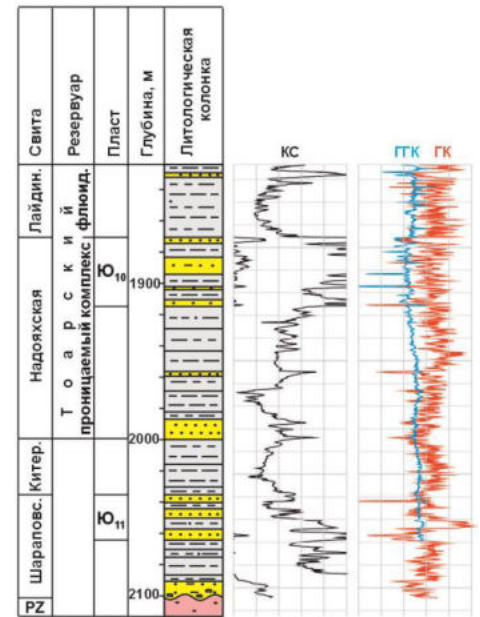
Можно назвать три этапа прогноза нефтегазоносности. *Первый этап* заключается в выделении эталонных участков. Исходя из требований методического руководства по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России, для каждого регионального резервуара необходимо было выделить и охарактеризовать эталонные участки с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов. Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности тоарского и плинсбахского резервуаров выделены три эталонных участка: Университетский, Бованенковский и Новопортовский. На Рисунках 4.1 и 4.2 приведены примеры ЭУ, на которых приведены структурное положение, нефтегазоносность, типовой и геологический разрезы, начальные запасы и ресурсы углеводородов, а также плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов, нефти, свободного и растворенного газа и конденсата. Некоторые ЭУ ранее применялись при официальной количественной оценке Западно-Сибирской НГП [Переоценка..., 2003(ф)] и были уточнены автором на 1 января 2023 г. При этом количество эталонных участков для весьма обширной территории исследуемого региона явно недостаточно. Их ограниченное количество обусловлено большими глубинами залегания и низкой степенью изученности отложений геологоразведочными работами и, как следствие этого, весьма ограниченным количеством выявленных залежей углеводородов, необходимых для составления эталонных участков.

Несмотря на это, существует способ, позволяющий оценить перспективы вышеописанных отложений. Он заключается в прогнозировании плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов на эталонных участках по выявленной закономерности уменьшения этих плотностей вниз по разрезу. Это связано с тем, что с увеличением глубины ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства проницаемых комплексов и экранирующие свойства флюидоупоров, уменьшается содержание органического вещества и увеличивается его

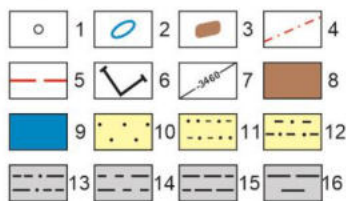
Структурное положение и нефтегазоносность эталонного участка (Университетское поднятие)



Типовой разрез тоарского резервуара (Университетская скв. 2)



Условные обозначения:

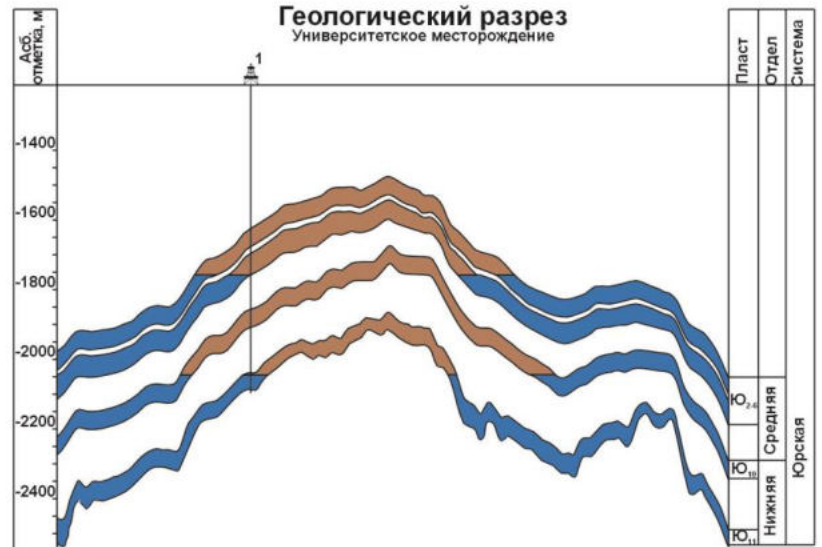


К структурной карте: 1 - скважины; 2 - контур эталонного участка; 3 - газовые залежи; 4 - внешний контур ВНК; 5 - тектонические нарушения; 6 - линии геологического разреза; 7 - изогипсы по кровле проницаемого комплекса резервуара (пласт Ю₁₀).

К геологическому разрезу: 8 - нефтяное, 9 - водяное.

К литологической колонке: 10 - 16 породы: 10 - песчаники, 11 - песчаники алевролитистые и алевритовые, 12 - алевролитопесчаники, 13 - алевролиты глинистые и песчаные, 14 - алевролиты глинистые, 15 - глины алевритистые, 16 - глины (аргиллиты).

Геологический разрез Университетское месторождение

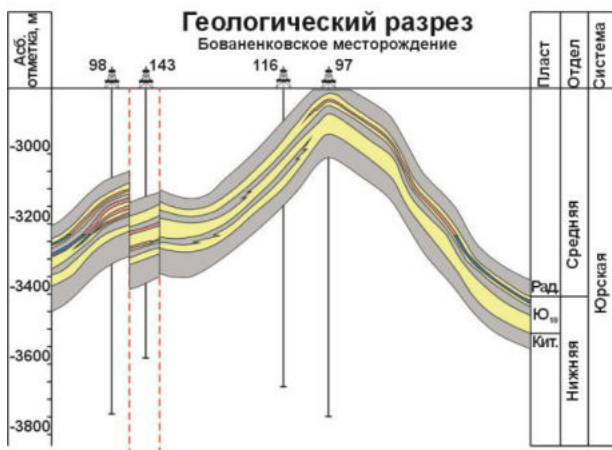
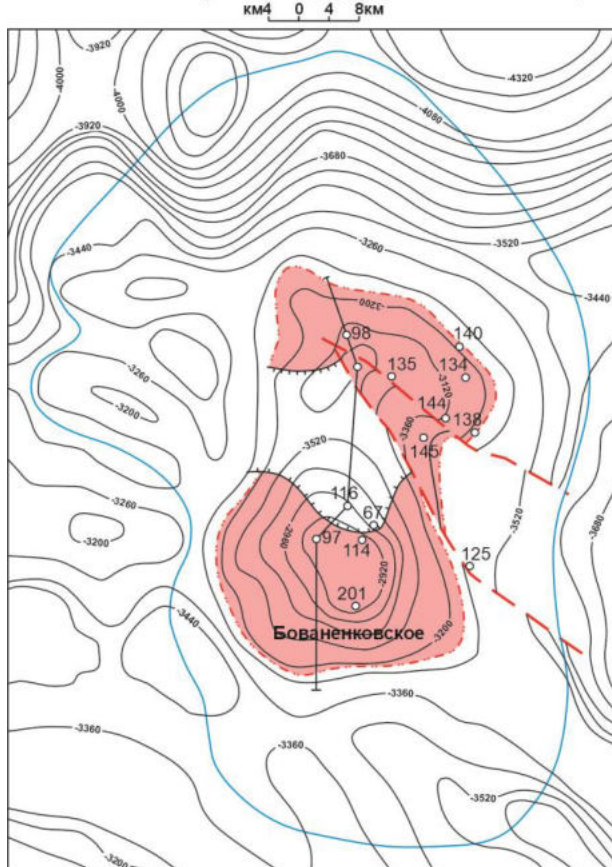


Начальные геологические запасы и ресурсы УВ эталонного участка

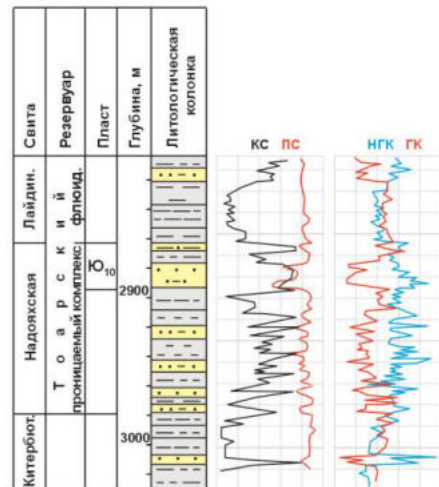
Нефтегазоносный комплекс	Категория ресурсов УВ	Месторождение, подготовленный объект	Геологические запасы УВ					
			Продуктивный горизонт	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ раств., млрд м ³	Всего УВ, млн т
Нижнеюрский	C1	Победа	Ю ₁₀	0	0	2,2	0,6	2,8
	C2	Победа	Ю ₁₀	0	0	228,7	58,7	287,4
	C1	Победа	Ю ₁₁	0	0	1,0	0,2	1,2
	C2	Победа	Ю ₁₁	0	0	112,1	27,9	139,0
	Итого по комплексу			0	0	344,0	86,4	430,4
Плотность ресурсов УВ, (тыс т/км ²)			Ю ₁₀	0	0	23,9	7,2	31,2
			Ю ₁₁	0	0	14,0	3,5	17,5

Рисунок 4.1 – Геологическое строение и основные параметры Университетского эталонного участка [Оперативный..., 2014(ф); Отчет..., 2016(ф)]. Составили: П.А. Глазырин, Г.Г. Шемин.

Структурное положение и нефтегазоносность эталонного участка (Нурминский мезовал)



Типовой разрез тоарского резервуара (Бованенковская скв. 96)



Начальные геологические запасы и ресурсы УВ эталонного участка

Нефтегазовый комплекс	Категория ресурсов УВ	Месторождение, подготовленный объект	Продуктивный горизонт	Геологические запасы УУВ				
				Газ свободный, млрд м³	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ раств., млрд м³	Всего УУВ, млн т
Нижнеюрский	С1	Бованенковское	Ю ₁₀ ¹	3,1	0,5	0	0	3,6
		Бованенковское	Ю ₁₀ ²	12,6	2	0	0	14,6
	С2	Бованенковское	Ю ₁₀ ¹	60,5	9,4	0	0	69,9
		Бованенковское	Ю ₁₀ ²	31,8	5,2	0	0	37
	Итого по комплексу			108	17,1	0	0	125,1
	Плотность ресурсов УУВ, (тыс т/км²)			Ю ₁₀	24,8	3,9	0	0

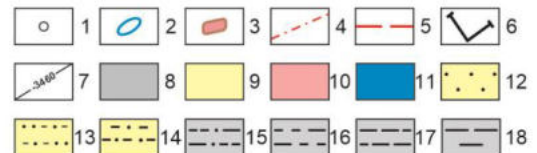


Рисунок 4.2 – Геологическое строение и основные параметры Бованенковского эталонного участка [Выполнить..., 2007(ф)].

К структурной карте: 1 - скважины; 2 - контур эталонного участка; 3 - газовые залежи; 4 - внешний контур ВНК; 5 - тектонические нарушения; 6 - линии геологического разреза; 7 - изогипсы по кровле проницаемого комплекса резервуара (пласт Ю₁₀).

К геологическому разрезу: 8 - глинистые породы межпластовых перемычек; 9 - непроницаемые алевролиты и песчаники; 10 - 11 насыщение песчаных пластов: 10 - газовое, 11 - водяное.

К литологической колонке: 12 - 18 породы: 12 - песчаники, 13 - песчаники алевролитистые и алевролитовые, 14 - алевролитопесчаники, 15 - алевролиты глинистые и песчаные, 16 - алевролиты глинистые, 17 - глины алевролитистые, 18 - глины (аргиллиты)

катагенетическая преобразованность. В этом же направлении на их территориях сокращается по разрезу нефтяная составляющая углеводородов. На основании отмеченной закономерности Г.Г. Шеминым был выполнен прогноз плотностей начальных суммарных ресурсов тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров на эталонных участках [Шемин, 2014]. Прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов представлены в Таблице 4.1.

Второй этап связан с выделением областей, оцениваемых тем или иным эталонным участком, и расчетных участков. Сначала, по принципу схожести геологического строения, были выделены области, оцениваемые тем или иным ЭУ. Далее в пределах этих областей выделялись расчетные участки (Рисунки 4.3–4.5). Количество расчетных участков определялось степенью латеральной изменчивости основных геологических факторов, контролирующих перспективы нефтегазоносности. В качестве таких факторов учитывались качество коллекторов, качество флюидоупоров, структурное положение и степень катагенетической преобразованности органического вещества.

Третий этап заключается в оценке плотности начальных суммарных ресурсов УВ на расчетных участках (РУ). Было проведено сравнение литологических (качество флюидоупоров, коллекторов), тектонических (гипсометрия современного структурного плана) и геохимических (нефтегазоносный потенциал нефтематеринских пород) параметров каждого расчетного участка с параметрами эталона. Оценка контролирующих параметров производилась в основном экспертным путем (Таблица 4.2). Только при сравнении качества коллектора эталонных и расчетных участков использовались их нормированные значения. Значения отмеченных параметров являются поправочными коэффициентами (k). Отношение произведения всех поправочных коэффициентов выбранного РУ ($k_{\text{ру}}$) к произведению всех поправочных коэффициентов ЭУ ($k_{\text{эу}}$) дает общий коэффициент аналогий (k_a), показывающий

меру сходства между ними: $k_a = \frac{k_{1\text{ру}} \times k_{2\text{ру}} \times \dots \times k_{n\text{ру}}}{k_{1\text{эу}} \times k_{2\text{эу}} \times \dots \times k_{n\text{эу}}}$.

Регionalные резервуары	Эталонные участки																						Прогнозируемое соотношение плотностей начальных резервуаров нижней горы на эталонных участках (%)	Прогнозируемое соотношение нефтяной составляющей в резервуарах нижней горы на эталонных участках (%)
	Рованенковский	Новопортовский	Лензятский	Веретовой	Верхнечасельский	Крайний	Новотодний	Пальниковский	Стахановский	Часельский	Черный	Юбилейный	Уренгойский	Газовский	Юртмалынский	Ярдский	Тамбейский	Малыгинский	Зимний	Валахнинский	Геофизический	Университетский		
Плотности резервуаров УУВ (числитель - тыс. т/км ² , знаменатель - %)																								
Батский	94,0	92,1	51,2	26,7	9,9	9,4	6,1	84,9	13,6	7,0	12,7	34,4	73,9	50,4	6,0	24,1	24,6	36,6	11,2	26,0	30,2	54,4	100	100
	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
	48,5	27,9	23,8	10,7	4,0	3,8	2,4	34,0	5,4	2,8	5,1	13,8	29,6	20,2	2,4	12,0	17,4	17,1	4,5	10,4	15,1	27,0	75	
Аален-байосский	52	30	46																					
	28,8	27,6	15,4	8,0	3,0	2,8	1,8	25,5	4,1	2,1	3,8	10,3	22,2	15,1	1,8	9,6	7,4	11,0	3,4	7,8	7,9	31,2	66	
	29																							
Тоарский	18,8	18,4	10,2	5,3	2,0	1,9	1,2	16,0	2,7	1,4	2,5	6,9	14,8	10,1	1,2	5,9	4,9	7,3	2,2	5,2	5,1	17,5	31	20
	19																							
	9,4	9,2	5,1	2,7	1,0	0,9	0,6	8,5	1,4	0,7	1,3	3,4	7,4	5,1	0,6	2,4	2,5	3,7	1,1	2,6	3	5,4	10	
Плинбажкий																								0
Гетанг-синемюрский																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								
Примечание. нижнеюрских отложений																								

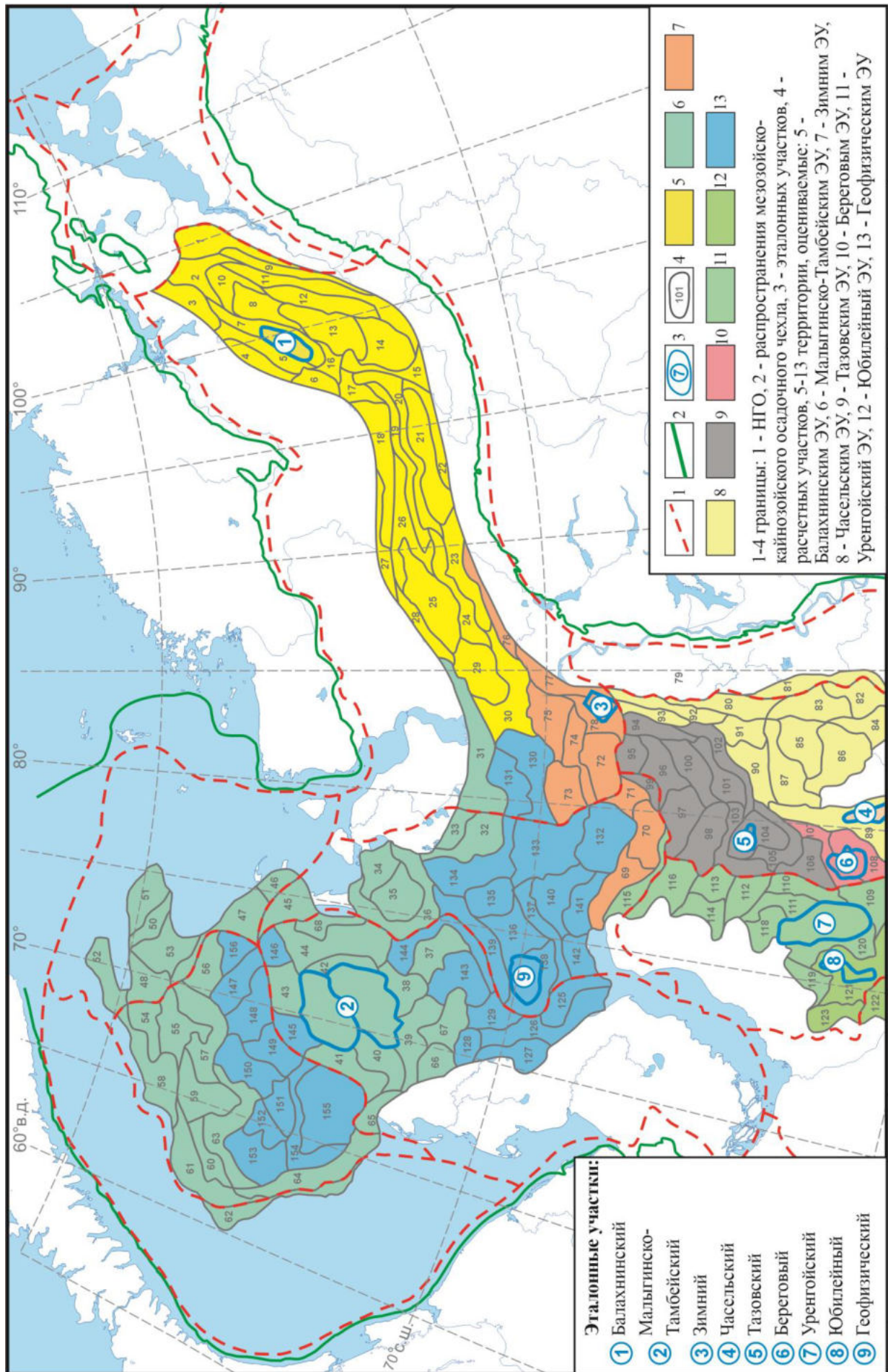


Рисунок 4.3 – Схема эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.

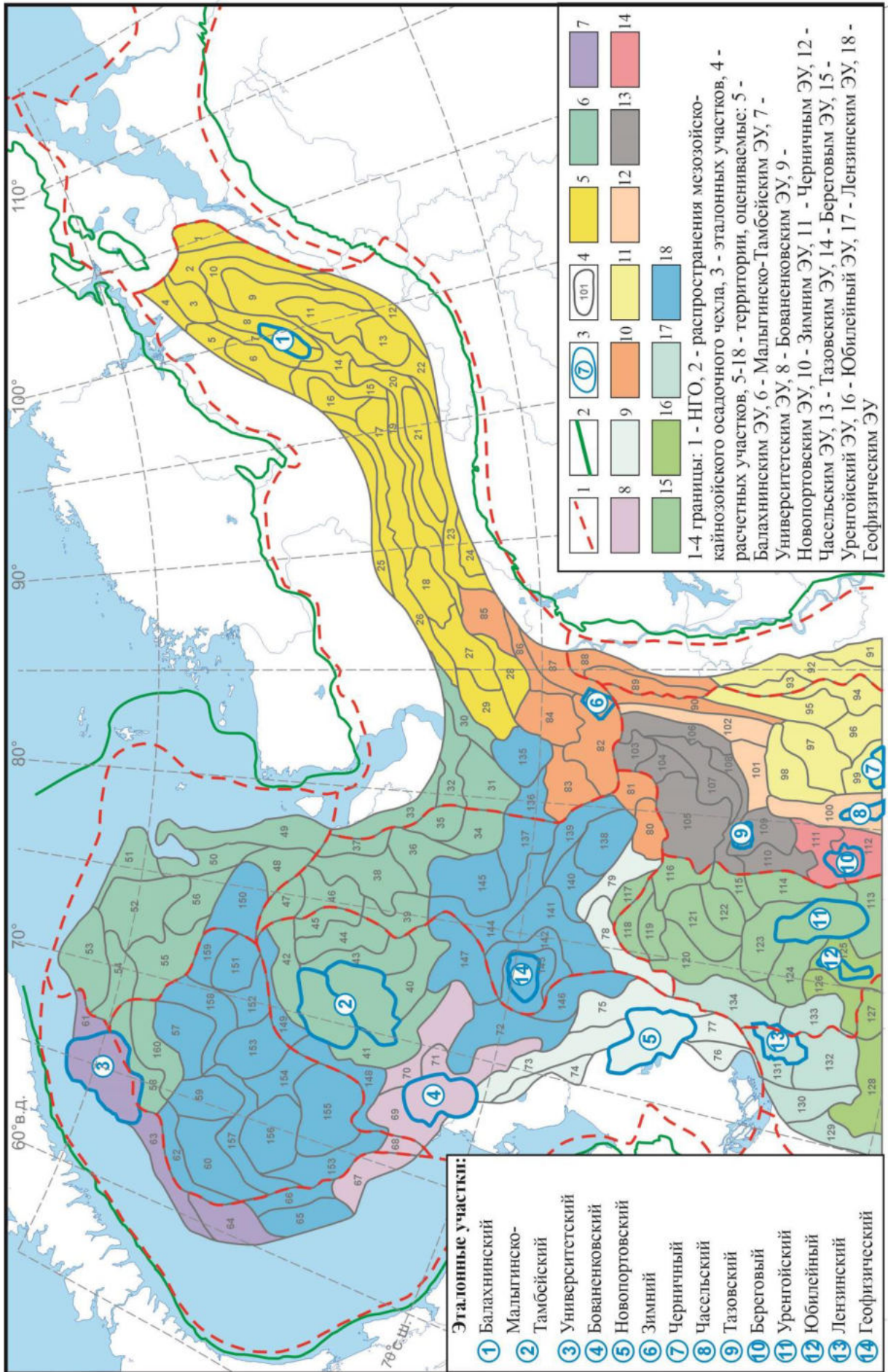


Рисунок 4.4 – Схема эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.

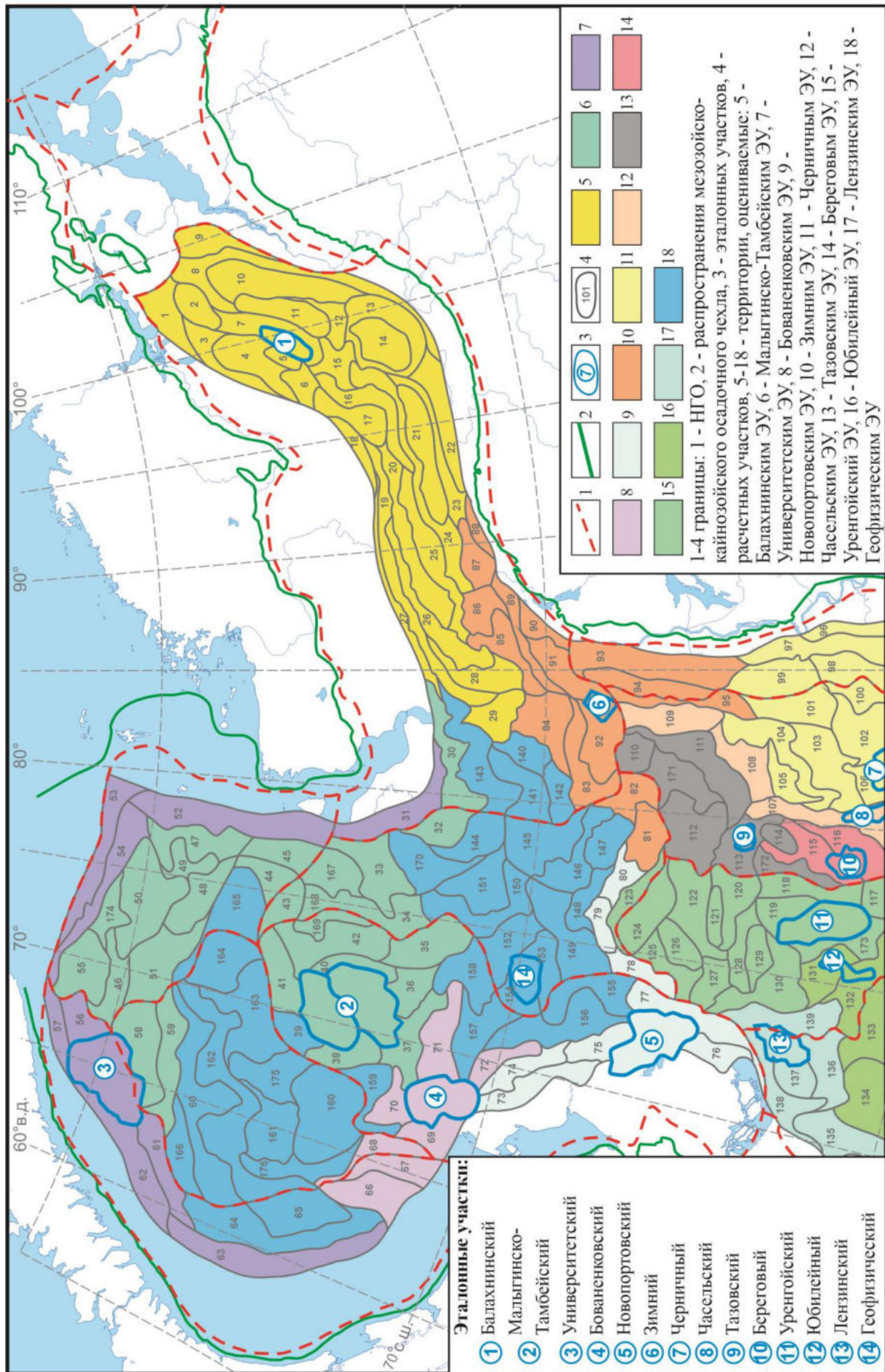


Рисунок 4.5 – Схема эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.

Таблица 4.2 – Экспертная оценка влияния гипсометрии современных структурных планов, качества флюидоупоров и нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений [Шемин, 2014; Шемин и др., 2023б].

Оценка влияния гипсометрии современного структурного плана на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских отложений на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка качества флюидоупоров на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров	
Категории перспективных земель	Экспертная оценка	Категории перспективных земель	Экспертная оценка	Качество флюидоупора	Экспертная оценка
Высокоперспективные земли	1	Высокоперспективные земли	1,0	Высокое	1,0
Перспективные земли	0,9				
Среднеперспективные земли	0,8	Перспективные земли	0,9	Среднее	0,8
Земли пониженных перспектив	0,7	Земли средних и пониженных перспектив	0,8	Пониженное	0,7
Низкоперспективные земли	0,5			Низкое	0,5

На завершающей стадии оценки перспектив нефтегазоносности осуществлялась количественная оценка удельных плотностей ресурсов углеводородов на расчетных участках с построением карт перспектив нефтегазоносности. Произведение плотности начальных суммарных ресурсов УВ на эталонном участке ($q_{эу}$) на коэффициент аналогии позволяет оценить искомую плотность ресурсов на расчетном участке: $q_{ру} = q_{эу} \times k_a$. Ресурсы расчетных участков рассчитываются по формуле: $Q_{ру} = q_{ру} \times S_{ру}$, где $S_{ру}$ – площадь расчетного участка. Таблицы с поправочными коэффициентами и коэффициентами аналогий приведены в Приложениях 1–3. Результаты количественной оценки удельных плотностей ресурсов УВ на расчетных участках представлены в Приложениях 4–6.

4.2. Перспективы нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара

Начальные суммарные ресурсы УВ геттанг-синемюрского резервуара составляют 8,74 % от объема всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений и равны 892,99 млн т УУВ, из них 773,46 млрд м³ газа и 119,53 млн т конденсата (Таблица 4.3). Все начальные суммарные ресурсы УВ резервуара относятся к прогнозным категории Д2. Плотность ресурсов УВ резервуара в пределах Енисей-Хатангской НГО соответствует 1,68 тыс. т УУВ/км², Гыданской – 2,14 тыс. т УУВ/км², Ямальской – 2,26 тыс. т УУВ/км², Свердрупской – 2,05 тыс. т УУВ/км², Южно-Карской – 2,15 тыс. т УУВ/км², Предновоземельской – 1,58 тыс. т УУВ/км².

Таблица 4.3 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений геттанг-синемюрского резервуара Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО

Состав УВ	Нефтегазоносные области (НГО)	Промышленные запасы УВ						Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ				Начальные суммарные ресурсы УВ
		A+B1	B2	A+B1+B2	C1	C2	C1+C2		Д0	Д1	Д2	Д1+Д2	
Газ свободный, млрд м ³	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,96	218,96	218,96
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	146,82	146,82	146,82
	Ямальская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	218,88	218,88	218,88
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,98	35,98	35,98
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	148,33	148,33	148,33
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,49	4,49	4,49
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	773,46	773,46	773,46
Конденсат, млн т	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,57	18,57	18,57
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,69	22,69	22,69
	Ямальская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,74	41,74	41,74
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,12	7,12	7,12
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,52	28,52	28,52
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89	0,89	0,89
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	119,53	119,53	119,53
Начальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ)	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	237,53	237,53	237,53
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	169,51	169,51	169,51
	Ямальская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	260,62	260,62	260,62
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,10	43,10	43,10
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	176,85	176,85	176,85
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,38	5,38	5,38
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	892,99	892,99	892,99

Полученные результаты количественной оценки нефтегазоносности геттанг-синемюрского резервуара позволяют выделить на исследуемой территории несколько категорий земель: земли пониженных перспектив (уд. пл. 5-10 тыс. т УУВ/км²), земли низких перспектив (уд. пл. 1-5 тыс. т УУВ/км²) и бесперспективные земли (уд. пл. < 1 тыс. т УУВ/км²) (Рисунок 4.6).

Наиболее благоприятными для накопления УВ являются земли пониженных перспектив с удельной плотностью 5–10 тыс. т УУВ/км². Они прогнозируются только на территории Ямальской НГО в пределах Нурминского мегавала. Земли низких перспектив с удельной плотностью 1–5 тыс. т УУВ/км² охватывают практически всю территорию рассматриваемых НГО, за исключением наиболее прогнутых участков Беловско-Агапского и Боганидско-Жданихинского наклонных желобов и Антипаютинско-Тадебяхинской и Южно-Карской мегасинеклиз, где развиты бесперспективные земли с удельной плотностью, не превышающей 1 тыс. т УУВ на км².

4.3. Перспективы нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара

Начальные суммарные ресурсы УВ плинсбахского резервуара составляют 33,36% от всего объема УУВ нижнеюрских отложений и равны 3 407,67 млн т УУВ, из них 200,09 млн т нефти и 50,02 млрд м³ растворенного газа, 2 750,21 млрд м³ свободного газа и 407,35 млн т конденсата (Таблица 4.4). Плотность ресурсов УВ резервуара в пределах Енисей-Хатангской НГО равна 4,15 тыс. т УУВ/км², Гыданской – 6,5 тыс. т УУВ/км², Ямальской – 12,75 тыс. т УУВ/км², Свердрупской – 4,08 тыс. т УУВ/км², Южно-Карской – 3,59 тыс. т УУВ/км², Предновоземельской – 14,16 тыс. т УУВ/км². Запасы и ресурсы УВ плинсбахского резервуара категорий А+В1+В2, С1 + С2, Д0, Д1 + Д2 составляют соответственно 6,19 (0,18 %), 209,33 (6,14 %), 11,74 (0,34 %) и 3180,40 (93,34 %) млн т УУВ.

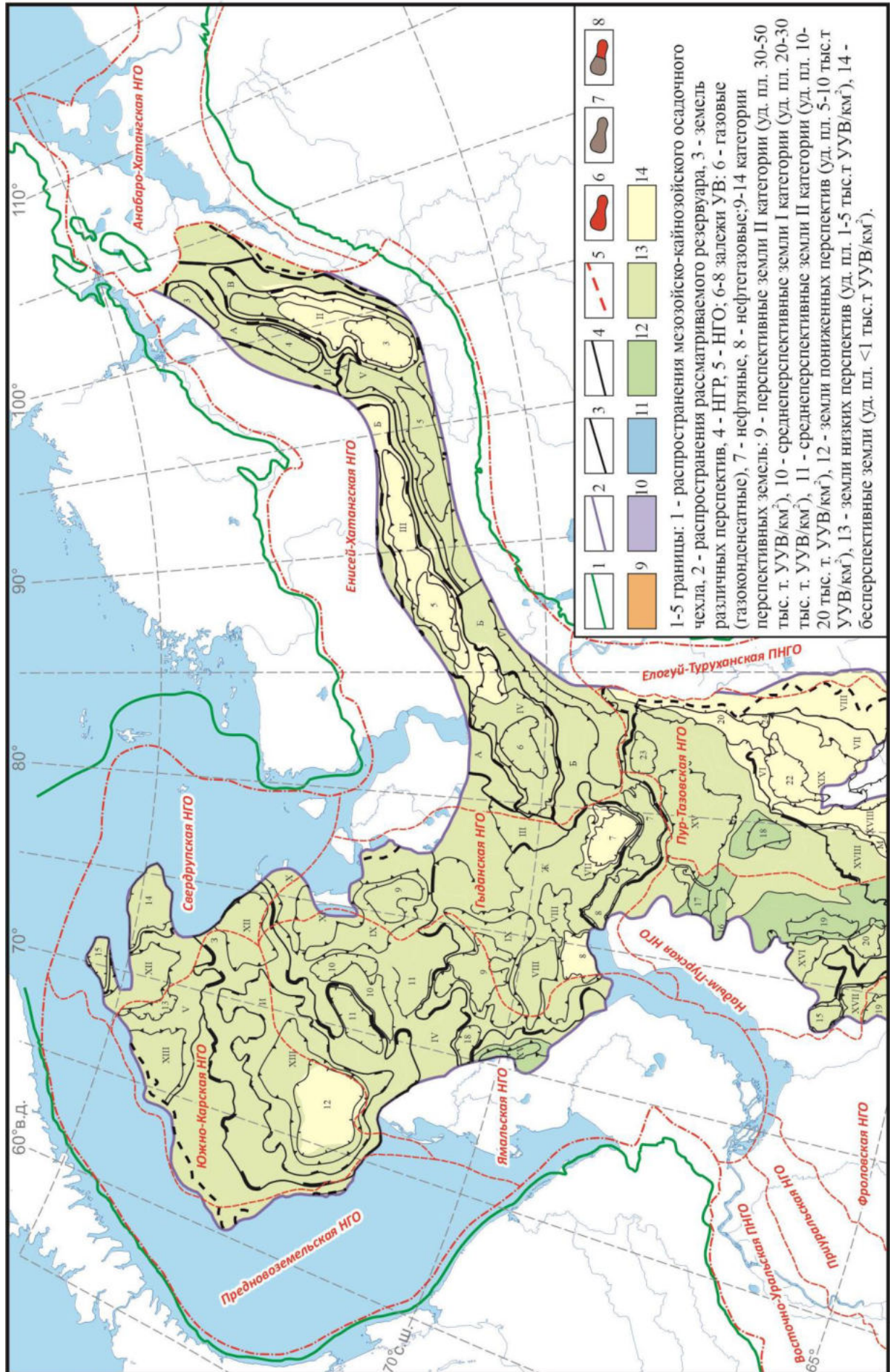


Рисунок 4.6 – Карта перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Названия тектонических структур см. Рисунок 3.5.

Таблица 4.4 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений плинсбахского резервуара Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свдрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО

Состав УВ	Нефтегазоносные области (НГО)	Промышленные запасы УВ						Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ				Начальные суммарные ресурсы УВ
		A+B1	B2	A+B1+B2	C1	C2	C1+C2		D0	D1	D2	D1+D2	
Газ свободный, млрд м³	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	664,44	664,44	664,44	
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	535,47	535,47	535,47	
	Ямальская	4,30	1,40	5,70	0,00	0,00	0,00	10,63	1019,24	0,00	1019,24	1035,57	
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	1,51	38,51	40,02	0,00	163,20	0,00	163,20	203,22	
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	262,48	262,48	262,48	
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,03	0,00	49,03	49,03	
	Всего	4,30	1,40	5,70	1,51	38,51	40,02	10,63	0,00	2693,86	2693,86	2750,21	
Конденсат, млн т	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42,51	42,51	42,51	
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,01	93,01	93,01	
	Ямальская	0,37	0,12	0,49	0,00	0,00	0,00	1,11	174,01	0,00	174,01	175,61	
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	1,05	27,06	28,11	0,00	12,19	0,00	12,19	40,30	
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	47,94	47,94	47,94	
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,98	0,00	7,98	7,98	
	Всего	0,37	0,12	0,49	1,05	27,06	28,11	1,11	194,18	183,46	377,64	407,35	
Нефть, млн т	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	1,00	112,10	113,10	0,00	86,99	0,00	86,99	200,09	
	Всего	0,00	0,00	0,00	1,00	112,10	113,10	0,00	86,99	0,00	86,99	200,09	
Газ растворенный, млрд м³	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,20	27,90	28,10	0,00	21,92	0,00	21,92	50,02	
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,20	27,90	28,10	0,00	21,92	0,00	21,92	50,02	
Начальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ)	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	706,95	706,95	706,95	
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	628,48	628,48	628,48	
	Ямальская	4,67	1,52	6,19	0,00	0,00	0,00	11,74	1193,25	0,00	1193,25	1211,18	
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	2,56	65,57	68,13	0,00	175,39	0,00	175,39	243,52	
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	310,42	310,42	310,42	
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	1,20	140,00	141,20	0,00	165,92	0,00	165,92	307,12	
	Всего	4,67	1,52	6,19	3,76	205,57	209,33	11,74	1534,56	1645,85	3180,41	3407,67	

Результаты количественной оценки нефтегазоносности плинсбахского резервуара позволяют выделить на исследуемой территории по степени перспектив четыре категории земель: среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²) и земли низких перспектив (уд. пл. 1–5 тыс. т УУВ/км²) (Рисунок 4.7).

Наиболее благоприятные для аккумуляции углеводородов среднеперспективные земли I категории с удельной плотностью 20-30 тыс. т УУВ/км² прогнозируются в Гыданской и Ямальской НГО, в пределах Восточно-Пайхойской моноклизы и Нижнемессояхского мезовала. Среднеперспективные земли II категории с удельной плотностью 10-20 тыс. т УУВ/км² обрамляют с запада среднеперспективные земли I категории в пределах

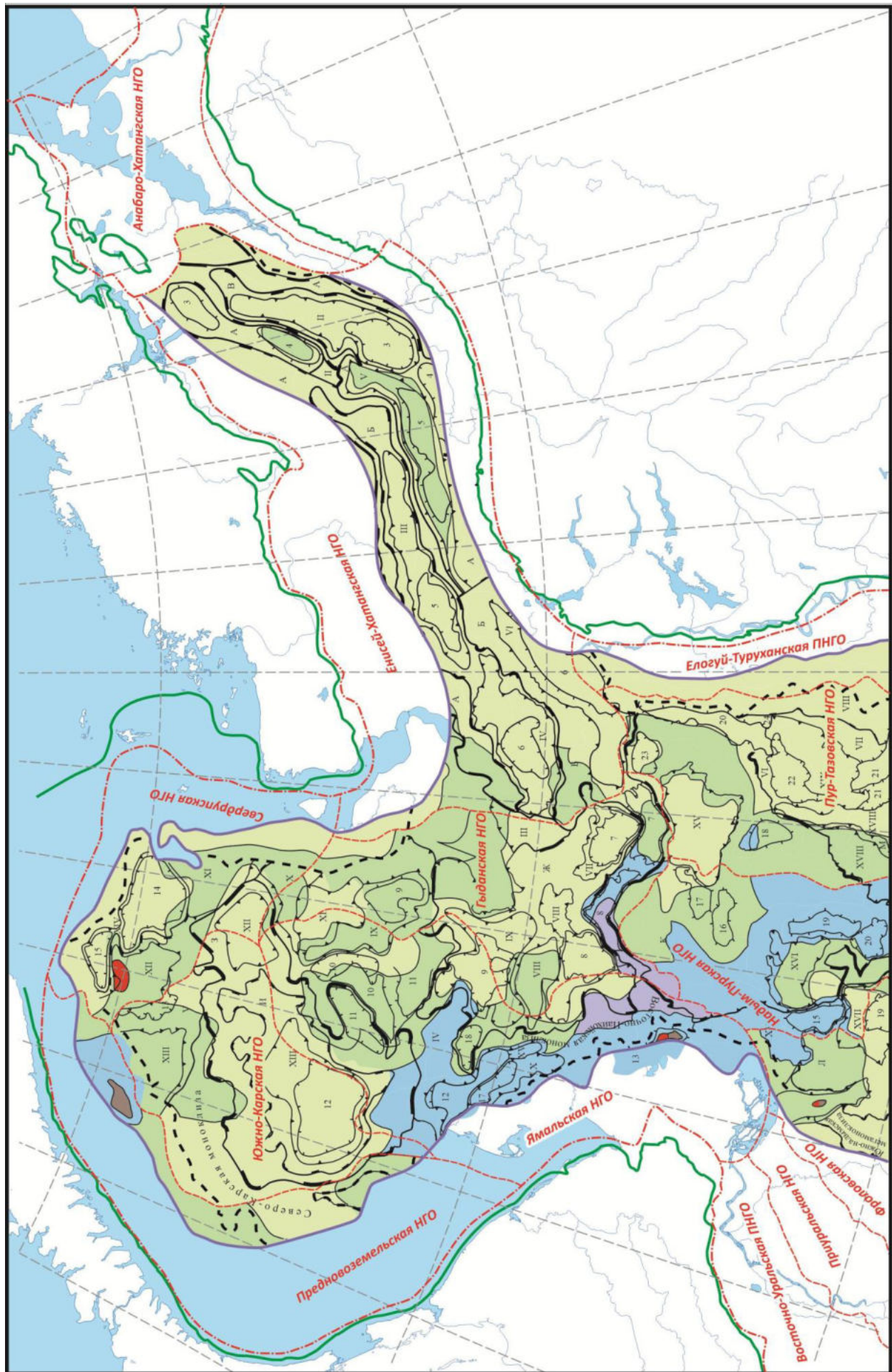


Рисунок 4.7 – Карта перспектив нефтегазоносности плинстахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 4.6.

Восточно-Пайхойской моноклизы. Помимо этого, данная категория земель фиксируется в пределах Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы, где на месторождении Победа установлена нефтяная залежь. Земли пониженных перспектив с удельной плотностью 5–10 тыс. т УУВ/км² приурочены к положительным структурам I и II порядка. В пределах одной из таких структур на территории Свердрупской нефтегазоносной области выявлена залежь углеводородов на месторождении им. Маршала Рокоссовского. Земли низких перспектив с удельной плотностью ресурсов 1–5 тыс. т УВ/км² охватывают практически всю остальную часть рассматриваемой территории.

4.4. Перспективы нефтегазоносности тоарского регионального резервуара

Тоарский резервуар характеризуется наибольшими перспективами. Его начальные суммарные ресурсы УВ составляют 57,9% от объема всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений, что соответствует 5 913,13 млн т УУВ, из них 913,54 млн т нефти и 275,96 млрд м³ растворенного газа, 4 132,74 млрд м³ свободного газа и 590,89 млн т конденсата (Таблица 4.5). На исследуемой территории плотность ресурсов УВ резервуара в пределах Енисей-Хатангской НГО равна 6,45 тыс. т УУВ/км², Гыданской – 7,62 тыс. т УУВ/км², Ямальской – 16,89 тыс. т УУВ/км², Свердрупской – 10,42 тыс. т УУВ/км², Южно-Карской – 5,43 тыс. т УУВ/км², Предновоземельской – 19,48 тыс. т УУВ/км². Запасы и ресурсы УВ тоарского резервуара категорий А+В1+С1, В2 + С2, Д0, Д1 + Д2 составляют соответственно 21,00 (0,35 %), 515,82 (8,72 %), 35,23 (0,6 %) и 5341,08 (90,33 %) млн т УУВ.

Результаты количественной оценки нефтегазоносности тоарского резервуара позволяют выделить на исследуемой территории по степени перспектив пять категорий земель: перспективные земли II категории (уд. пл. 30–50 тыс. т УУВ/км²), среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), земли

пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²) и земли низких перспектив (уд. пл. 1–5 тыс. т УУВ/км²) (Рисунок 4.8).

Таблица 4.5 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений тоарского резервуара Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО

Состав УВ	Нефтегазоносные области (НГО)	Промышленные запасы УВ						Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ			Начальные суммарные ресурсы УВ
		A+B1	B2	A+B1+B2	C1	C2	C1+C2	D0	D1	D2	D1+D2	
Газ свободный, млрд м ³	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1173,90	1173,90	1173,90
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	623,90	623,90	623,90
	Ямальская	15,70	92,30	108,00	0,00	0,00	0,00	31,89	1285,80	0,00	1285,80	1425,69
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	99,13	99,13	0,00	181,72	0,00	181,72	280,85
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	394,06	394,06	394,06
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	234,34	0,00	234,34	234,34
	Всего	15,70	92,30	108,00	0,00	99,13	99,13	31,89	1701,86	2191,86	3893,72	4132,74
Конденсат, млн т	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	68,91	68,91	68,91
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,74	107,74	107,74
	Ямальская	2,50	14,60	17,10	0,00	0,00	0,00	3,34	224,82	0,00	224,82	245,26
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	22,39	22,39	0,00	32,92	0,00	32,92	55,31
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73,88	73,88	73,88
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,79	0,00	39,79	39,79
	Всего	2,50	14,60	17,10	0,00	22,39	22,39	3,34	297,53	250,53	548,06	590,89
Нефть, млн т	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	323,29	0,00	323,29	323,29
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	2,20	228,70	230,90	0,00	359,35	0,00	359,35	590,25
	Всего	0,00	0,00	0,00	2,20	228,70	230,90	0,00	682,64	0,00	682,64	913,54
Газ растворенный, млрд м ³	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97,66	0,00	97,66	97,66
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,60	58,70	59,30	0,00	119,00	0,00	119,00	178,30
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,60	58,70	59,30	0,00	216,66	0,00	216,66	275,96
Начальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ)	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1242,81	1242,81	1242,81
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	731,64	731,64	731,64
	Ямальская	18,20	106,90	125,10	0,00	0,00	0,00	35,23	1510,62	0,00	1510,62	1670,95
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	121,52	121,52	0,00	635,59	0,00	635,59	757,11
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	467,94	467,94	467,94
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	2,80	287,40	290,20	0,00	752,48	0,00	752,48	1042,68
	Всего	18,20	106,90	125,10	2,80	408,92	411,72	35,23	2898,69	2442,39	5341,08	5913,13

Перспективные земли II категории с удельной плотностью 30–50 тыс. т УУВ/км² прогнозируются в пределах Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы, а также в районе западного окончания Мессояхской гряды – в пределах Предновоземельской и Гыданской НГО. В пределах указанных земель залежи тоарского резервуара установлены на месторождении Победа и Бованенковском месторождении. Среднеперспективные земли I категории с удельной плотностью 20–30 тыс. т УУВ/км² прогнозируются в непосредственной близости от перспективных земель II категории в пределах тех же структур.

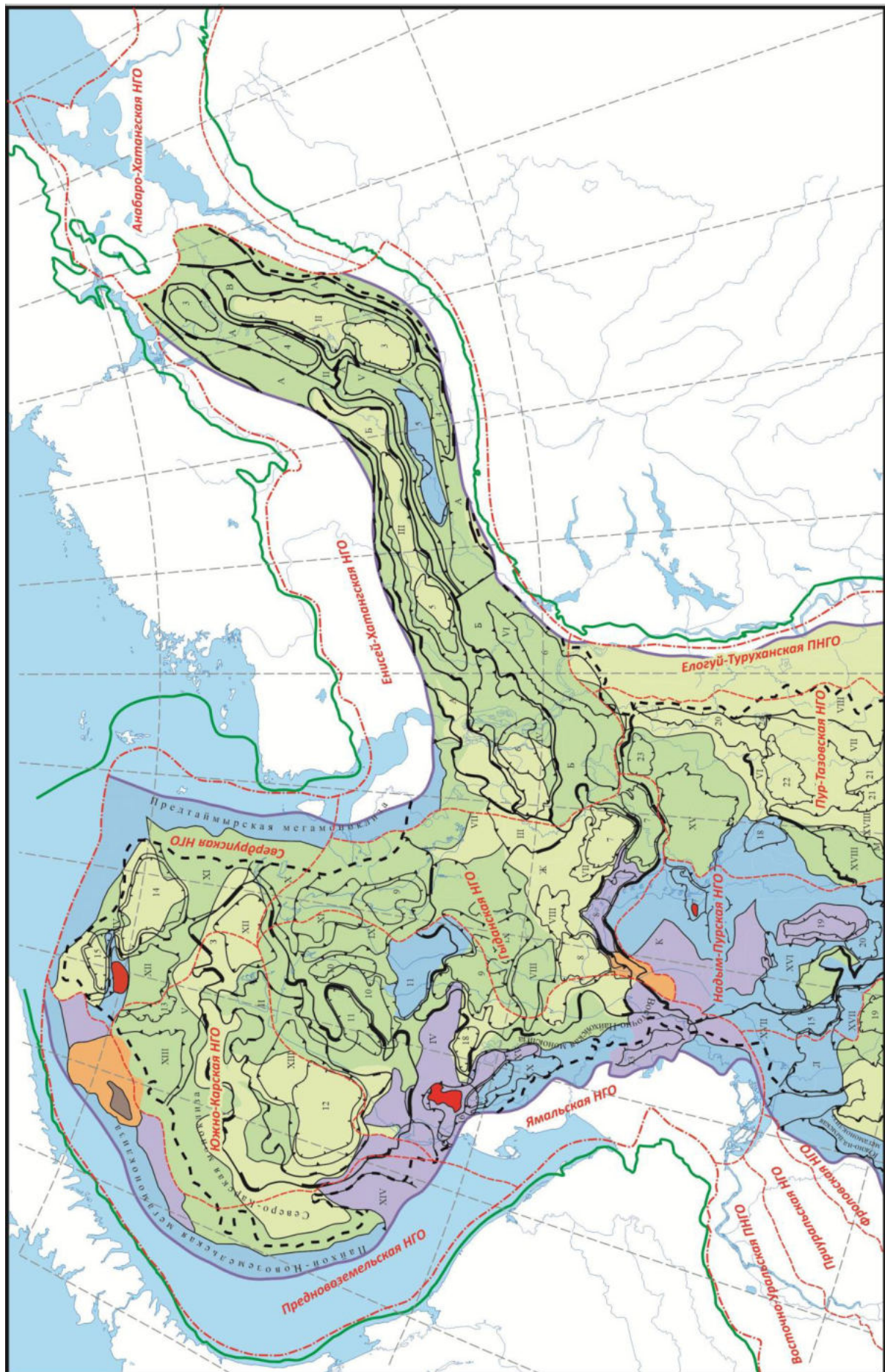


Рисунок 4.8 – Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.

Условные обозначения см. Рисунок 4.6.

Среднеперспективные земли II категории с удельной плотностью 10–20 тыс. т УУВ/км² развиты на территории Ямало-Гыданской мегаседловины, Пайхой-Новоземельской и Предтаймырской мегамоноклиз, а также Волочанского наклонного мезовала. Земли пониженных перспектив преимущественно распространены на остальной части рассматриваемой территории. Исключение составляют наиболее прогнутые участки Беловско-Агапского и Боганидско-Жданихинского наклонных желобов, а также Антипаютинско-Тадебяхинской и Южно-Карской мегасинеклиз, в пределах которых выделяются земли низких перспектив.

4.5. Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений

Начальные суммарные ресурсы углеводородов геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров на рассматриваемой территории сибирского сектора Арктики, включающей Енисей-Хатангскую, Гыданскую, Ямальскую, Свердрупскую, Южно-Карскую и Предновоземельскую НГО, составляют 10 213,79 млн т условных углеводородов (УУВ), из них 1 113,63 млн т нефти и 325,98 млрд м³ растворенного газа, 7656,41 млрд м³ свободного газа и 1 117,77 млн т конденсата (Таблица 4.6). В пределах Енисей-Хатангской НГО плотность равна 11,35 тыс. т УУВ/км², Гыданской – 15,94 тыс. т УУВ/км², Ямальской – 31,77 тыс. т УУВ/км², Свердрупской – 14,37 тыс. т УУВ/км², Южно-Карской – 11,08 тыс. т УУВ/км², Предновоземельской – 25,31 тыс. т УУВ/км².

По результатам выполненной оценки перспектив нижнеюрских отложений выделяются различные категории земель – от перспективных земель II категории (уд. пл. 30–50 тыс. т УУВ/км²) до земель низких перспектив (уд. пл. 1–5 тыс. т УУВ/км²) (Рисунок 4.9).

Перспективные земли II категории с удельной плотностью 30–50 тыс. т УУВ/км² прогнозируются в пределах Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы, западных окончаний Мессояхской гряды и Ямало-Гыданской мегаседловины.

Среднеперспективные земли I категории с удельной плотностью 20–30 тыс. т УУВ/км² локализованы в пределах северного окончания Северной мегаседловины и центральной части Ямало-Гыданской мегаседловины, а также обрамляют перспективные земли II категории с запада в пределах Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы. Среднеперспективные земли II категории с удельной плотностью 10–20 тыс. т УУВ/км² распространены на остальной большей части рассматриваемой территории. Исключение составляют наиболее прогнутые участки Беловско-Агапского и Боганидско-Жданихинского наклонных желобов, а также Антипаютинско-Тадебяхинской и Южно-Карской мегасинеклиз, в пределах которых прогнозируются земли пониженных перспектив с удельной плотностью 5–10 тыс. т УУВ/км².

Таблица 4.6 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений нижней юры Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО

Состав УВ	Нефтегазоносные области (НГО)	Промышленные запасы УВ						Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ			Начальные суммарные ресурсы УВ
		A+B1	B2	A+B1+B2	C1	C2	C1+C2	Д0	Д1	Д2	Д1+Д2	
Газ свободный, млрд м ³	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2057,30	2057,30	2057,30
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1306,19	1306,19	1306,19
	Ямальская	20,00	93,70	113,70	0,00	0,00	0,00	42,52	2305,04	218,88	2523,92	2680,14
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	1,51	137,64	139,15	0,00	344,92	35,98	380,90	520,05
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	804,87	804,87	804,87
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	283,37	4,49	287,86	287,86
	Всего	20,00	93,70	113,70	1,51	137,64	139,15	42,52	1701,86	5659,18	7361,04	7656,41
Конденсат, млн т	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	129,99	129,99	129,99
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	223,44	223,44	223,44
	Ямальская	2,87	14,72	17,59	0,00	0,00	0,00	4,45	398,83	41,74	440,57	462,61
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	1,05	49,45	50,50	0,00	45,11	7,12	52,23	102,73
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,34	150,34	150,34
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	47,77	0,89	48,66	48,66
	Всего	2,87	14,72	17,59	1,05	49,45	50,50	4,45	491,71	553,52	1045,23	1117,77
Нефть, млн т	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	323,29	0,00	323,29	323,29
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	3,20	340,80	344,00	0,00	446,34	0,00	446,34	790,34
	Всего	0,00	0,00	0,00	3,20	340,80	344,00	0,00	769,63	0,00	769,63	1113,63
Газ растворенный, млрд м ³	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97,66	0,00	97,66	97,66
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	0,80	86,60	87,40	0,00	140,92	0,00	140,92	228,32
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,80	86,60	87,40	0,00	238,58	0,00	238,58	325,98
Начальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ)	Енисей-Хатангская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2187,29	2187,29	2187,29
	Гыданская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1529,63	1529,63	1529,63
	Ямальская	22,87	108,42	131,29	0,00	0,00	0,00	46,97	2703,87	260,62	2964,49	3142,75
	Свердрупская	0,00	0,00	0,00	2,56	187,09	189,65	0,00	810,98	43,10	854,08	1043,73
	Южно-Карская	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	955,21	955,21	955,21
	Предновоземельская	0,00	0,00	0,00	4,00	427,40	431,40	0,00	918,40	5,38	923,78	1355,18
	Всего	22,87	108,42	131,29	6,56	614,49	621,05	46,97	4433,25	4981,23	9414,48	10213,79

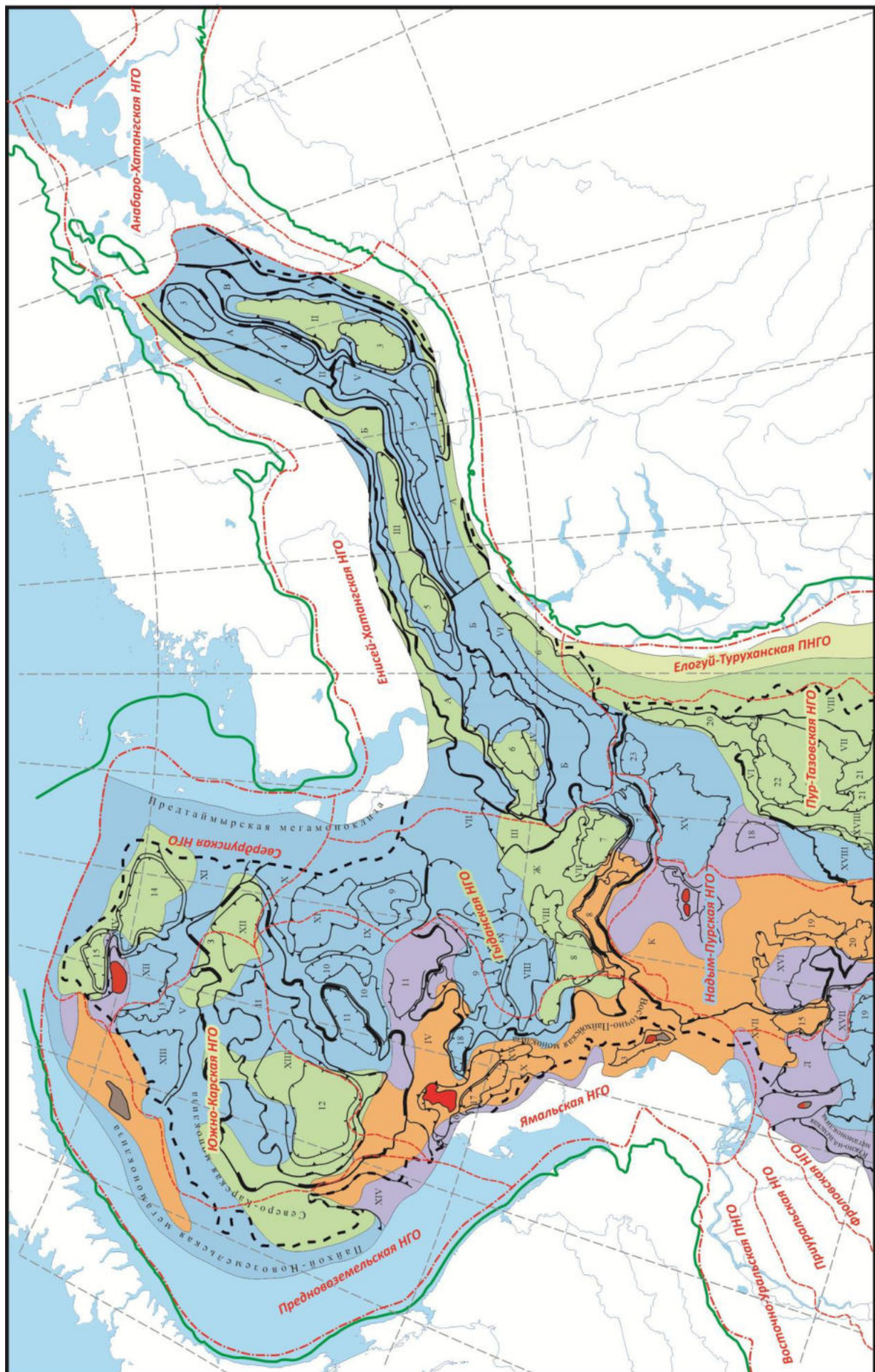


Рисунок 4.9 – Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 4.6.

Выводы

В результате выполненных исследований проведена количественная оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики на уровне трех региональных резервуаров – геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского. Оценка осуществлялась методом геологических аналогий в соответствии с действующим «Методическим руководством по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [Методическое руководство..., 2000] с использованием тектонического, литолого-фациального и геохимического критериев.

Начальные суммарные ресурсы углеводородов нижнеюрских отложений в пределах рассматриваемой территории, включающей Енисей-Хатангскую, Гыданскую, Ямальскую, Свердрупскую, Южно-Карскую и Предновоземельскую НГО, составляют 10 213,79 млн т УУВ, в том числе: нефти – 1 113,63 млн т, растворенного газа – 325,98 млрд м³, свободного газа – 7 656,41 млрд м³, конденсата – 1 117,77 млн т. Степень разведанности указанных ресурсов остается низкой.

Распределение начальных суммарных ресурсов по резервуарам крайне неравномерно. Наибольшими перспективами характеризуется тоарский резервуар, на долю которого приходится 57,9 % от суммарных ресурсов нижней юры (5 913,13 млн т УУВ). Он отличается наибольшим разнообразием фазового состава углеводородов. На плинсбахский резервуар приходится 33,36 % ресурсов (3 407,67 млн т УУВ). Он также включает нефтяную, газовую и конденсатную составляющие. Геттанг-синемюрский резервуар содержит наименьшую долю – 8,74 % (892,99 млн т УУВ), причем его ресурсы представлены исключительно газовой и газоконденсатной составляющими.

Сопоставление полученных результатов с ранее опубликованными оценками требует ряда оговорок. Большинство работ отличается от настоящего исследования по территории и стратиграфическому объему. Так, в работе Ф.Г. Гурари с

соавторами [Гурари и др., 2005] оценка выполнена по отдельным горизонтам нижнеюрского комплекса, что позволяет сопоставить ее с результатами настоящего исследования. При этом прямое сравнение численных значений ограничено тем, что они приведены для административных единиц и не охватывают прилегающие акватории Карского моря. Поэтому сопоставление выполнено преимущественно по картам перспектив и распределению плотностей ресурсов. Оно показывает сходный характер пространственного распределения: зоны повышенных плотностей приурочены преимущественно к западной части рассматриваемой территории, а Ямальская НГО характеризуется более высокими значениями плотностей по сравнению с Гыданской НГО.

Сравнение с другими опубликованными оценками также показывает сопоставимые значения. По данным Г.Г. Шемина [Шемин, 2014], ресурсы Южно-Карской НГО (совместно со Свердрупской и Предновоземельской) оценены в 4,0 млрд т УУВ, что отличается от настоящей оценки на 20,3 % в меньшую сторону. Оценка А.П. Афанасенкова [Афанасенков, 2019], выполненная объемно-балансовым методом, составляет 1,48 млрд т УУВ для Гыданской НГО и 2,43 млрд т УУВ для Енисей-Хатангской НГО. Эти значения отличаются от настоящей оценки соответственно на 3,2 % в большую сторону и 9,7 % в меньшую сторону. Оценка Д.А. Пустового и С.Ф. Хафизова [Пустовой, Хафизов, 2025], выполненная с применением модифицированной модели обратного усеченного распределения Парето, составляет для Ямальской НГО 2,34 трлн м³ газа, что отличается от оценки на 12,8 % в большую сторону. Незначительные расхождения с оценками Д.А. Пустового, С.Ф. Хафизова и А.П. Афанасенкова, полученными с применением иных методических подходов, служат дополнительным подтверждением корректности выполненной количественной оценки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных исследований построены детальные модели строения геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики, уточнены условия их формирования и выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности. На основе единой методологической базы дана сопоставимая характеристика проницаемых комплексов и флюидоупоров, а также выделены закономерности их пространственного распределения.

Выполненная детальная корреляция нижнеюрских и низов среднеюрских отложений позволила уточнить строение разрезов на уровне свит, подсвит и пачек циклического строения, проследить положение основных песчаных пластов и конкретизировать распространение проницаемых интервалов и флюидоупоров в пределах всей исследуемой территории. Установлено, что нижнеюрские отложения характеризуются значительной латеральной изменчивостью, проявляющейся в изменении литологического состава, мощностей и степени цикличности разрезов.

На основании выполненной корреляции, анализа литологического состава, стратиграфической полноты, мощностей и реконструкции условий осадконакопления впервые для нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики разработано самостоятельное фациальное районирование, включающее три фациальные области и систему фациальных районов. Предложенная схема отражает латеральную изменчивость нижнеюрских отложений и позволяет прогнозировать преобладающие типы разрезов в различных частях бассейна.

Проанализированы условия формирования проницаемых комплексов и флюидоупоров геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского резервуаров. Установлено, что формирование нижнеюрских резервуаров происходило в ходе последовательной смены регрессивно-трансгрессивных этапов осадконакопления. Проницаемые комплексы формировались преимущественно в обстановках мелководного шельфа, мелководья, прибрежных и аллювиальных равнин, тогда

как накопление перекрывающих их флюидоупоров происходило главным образом в более глубоководных морских условиях. Именно различия в палеогеографической обстановке обусловили закономерные особенности вещественного состава, строения и качества отдельных частей резервуаров.

Показано, что качество коллекторов определяется сочетанием условий осадконакопления, контролировавших накопление песчаного материала, и глубины залегания пород, влияющей на степень их постседиментационного преобразования. Наиболее высокие значения удельной емкости, используемой в качестве интегрального показателя качества коллекторов, приурочены к зонам развития мощных песчаных тел, сохранивших сравнительно благоприятные пористостные свойства.

Для всей исследуемой территории выполнена оценка качества флюидоупоров нижнеюрских региональных резервуаров. Установлено, что в пределах большей части распространения резервуаров преобладают флюидоупоры высокого качества, тогда как зоны пониженного и низкого качества приурочены главным образом к южным и прибортовым частям бассейна, где возрастает песчанистость разрезов и сокращается мощность экранирующих толщ. Тем самым показано, что качество флюидоупоров, как и качество коллекторов, имеет выраженный закономерный характер распределения.

Выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики на уровне трех региональных резервуаров. Начальные суммарные ресурсы углеводородов нижнеюрских отложений в пределах рассматриваемой территории составляют 10 213,79 млн т условных углеводородов. Наибольшим ресурсным потенциалом обладает тоарский резервуар, на долю которого приходится 57,9 % суммарных ресурсов нижней юры; второе место занимает плинсбахский резервуар с долей 33,36 %, тогда как геттанг-синемюрский резервуар характеризуется существенно меньшими ресурсами – 8,74 %. Наиболее перспективные земли прогнозируются в пределах Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы, западных окончаний

Мессояхской гряды и Ямало-Гыданской мегаседловины, тогда как наименее благоприятные участки связаны с наиболее прогнутыми частями крупных отрицательных структур.

Перспективы дальнейшей разработки темы связаны с расширением исследований на весь юрский комплекс сибирского сектора Арктики. Одним из направлений дальнейшей работы станет уточнение структурных карт на основе привлечения дополнительных материалов сейсморазведки 2D и 3D и их увязки с данными глубокого бурения. Особое внимание предполагается уделить совершенствованию методов прогноза свойств и литологического состава пород в межскважинном пространстве. Это позволит повысить достоверность моделей строения проницаемых комплексов и флюидоупоров, а также оценки перспектив нефтегазоносности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анциферов, А. С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, В. А. Варламов [и др.]. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
2. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Триасовый, юрский и меловой периоды. Т. 3 / Гл. ред. А. П. Виноградов. – М. : Всесоюзный аэрогеологический трест Министерства геологии СССР, 1968. – 71 л.
3. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины масштаба 1 : 5 000 000 / Ред. И. И. Нестеров. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 24 с. – (Труды ЗапСибВНИГНИ ; вып. 93).
4. Афанасенков, А. П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / А. П. Афанасенков. – М. : ВНИГНИ, 2019. – 375 с.
5. Афанасенков, А. П. Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей / А. П. Афанасенков, Т. Е. Ермолова, И. А. Мушин, Б. К. Фролов // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31). – С. 59–78.
6. Афанасенков, А. П. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена / А. П. Афанасенков, А. М. Никишин, А. В. Унгер [и др.] // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42.
7. Афанасенков, А. П. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных / А. П. Афанасенков, А. В. Бордюг, А. М. Никишин [и др.] // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 5–23.
8. Байбародских, Н. И. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 гг. / Н. И. Байбародских, Е. Г. Бро, С. А. Гудкова [и др.] // Региональная геология. – 1968. – № 12. – С. 5–24.

9. Стратиграфия юрской системы Севера СССР / Ред. В. Н. Сакс. – М. : Наука, 1976. – 436 с.
10. Белов, М. И. История открытия и освоения Северного морского пути. Арктическое мореплавание с древнейших времен до середины XIX века / М. И. Белов. – М. : Морской транспорт, 1956. – Т. 1. – 591 с.
11. Беляев, С. Ю. Новые структурные и морфоструктурные карты осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты / С. Ю. Беляев, Г. Ф. Букреева, В. О. Красавчиков [и др.] // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – 1998. – С. 24–27.
12. Берзин, А. И. Геологические исследования нефтяного месторождения Нордвик в 1934–1935 гг. / А. И. Берзин. – М. : Горно-геологическое управление Главсевморпути, 1939. – 36 с.
13. Биостратиграфия осадочного чехла Западно-Сибирской равнины : сборник научных трудов / Ред. Ю. В. Брадучан, С. И. Пуртова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1989. – 134 с.
14. Бодылевский, В. И. К стратиграфии мезозойских отложений Анабарско-Хатангского района / В. И. Бодылевский // Проблемы Арктики. – 1939. – № 10–11. – С. 65–67.
15. Бородкин, В. Н. Палеогеоморфологическая, палеогеографическая и сейсмо-электрофациальная характеристики юрских отложений Западной Сибири / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 5 (365). – С. 18–31.
16. Бородкин, В. Н. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности акватории Карского моря на базе современной сейсморазведки 2D, 3D / В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов, О. А. Смирнов, А. И. Трусов. – Тюмень : Вектор Бук, 2023. – 265 с.
17. Бостриков, О. И. Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-

потенциала / О. И. Бостриков, А. И. Ларичев, А. С. Фомичев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 3. – С. 1–19.

18. Бостриков, О. И. Закономерности накопления органического вещества и масштабы нефтегазообразования в верхнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / О. И. Бостриков, А. И. Ларичев, А. С. Фомичев // Нефтегазogeологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России : материалы науч.-практ. конф. – СПб. : ВНИГРИ, 2010. – С. 205–213.

19. Брехунцов, А. М. Методология и обобщение опыта подготовки и освоения ресурсов нефти газа и конденсата в Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции / А. М. Брехунцов // Горные ведомости. – 2005. – № 10. – С. 3–19.

20. Бурлин, Ю. К. Литология нефтегазоносных толщ / Ю. К. Бурлин, А. И. Конюхов, Е. Е. Карнюшина. – М. : Недра, 1991. – 286 с.

21. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна / Ред. А.А. Трофимук. – М. : Наука, 1982. – 152 с.

22. Глаголев, П. Л. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба / П. Л. Глаголев, В. Ф. Мазанов, М. П. Михайлова. – М. : ИГиРГИ, 1994. – 118 с.

23. Глазырин, П. А. Количественный прогноз нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской областей сибирского сектора Арктики / П. А. Глазырин // Материалы 60-й Международной научной студенческой конференции, Новосибирск, 10–20 апреля 2022 г. – Новосибирск : НГУ, 2022.

24. Глазырин, П. А. Модели строения и условия формирования нижнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики / П. А. Глазырин, Г. Г. Шемин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2026. – № 1. – С. 27–47.

25. Глазырин, П. А. Модели строения нижнеюрских резервуаров Енисей-Хатангского прогиба и его смежных территорий сибирского сектора Арктики / П. А. Глазырин // Материалы 61-й Международной научной студенческой конференции, г. Новосибирск, 17–26 апреля 2023 г. – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2023а. – С. 84.
26. Глазырин, П. А. Проблемы фациального районирования нижнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба / П. А. Глазырин // Науки о Земле. Современное состояние : Материалы VI Всероссийской молодежной науч.-практ. школы-конференции. – 2023б. – С. 71–73.
27. Глазырин, П. А. Уточнение фациального районирования нижне-среднеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба и обоснование новой лабазской свиты / П. А. Глазырин // Материалы 59-й Международной научной студенческой конференции, Новосибирск, 12–23 апреля 2021 г. – Новосибирск : НГУ, 2021. – С. 22.
28. Глазырин, П. А. Уточненное фациальное районирование отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири и акватории Карского моря / П. А. Глазырин // Науки о Земле. Современное состояние : материалы VI Всероссийской молодежной науч.-практ. школы-конференции. – 2024. – С. 140–142.
29. Глазырин, П. А. Фациальное районирование нижнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики / П. А. Глазырин, Г. Г. Шемин, В. В. Сапьяник, Е. В. Деев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2025. – Т. 2, № 3. – С. 33–41.
30. Городков, Б. Н. Западно-Сибирская экспедиция Российской Академии наук и Русского географического общества / Б. Н. Городков // Природа. – 1924. – № 7–12. – С. 3–32.
31. Горячева, А. А. Биостратиграфия нижней и средней юры по палинологическим данным (п-ов Таймыр, север Восточной Сибири) /

А. А. Горячева // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 3. – С. 40–51.

32. Гулари, Ф. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской платформы / Ф. Г. Гулари, В. П. Девятков, В. И. Демин [и др.]. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.

33. Гулари, Ф. Г. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты / Ф. Г. Гулари, Ю. Г. Зимин, А. Э. Конторович [и др.]. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1970. – 91 с.

34. Гулари, Ф. Г. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности / Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторович, Г. Б. Острый // Геология нефти и газа. – 1966. – № 6. – С. 5–11.

35. Гулари, Ф. Г. Стратиграфия и палеогеография ранней и средней юры Западно-Сибирской плиты / Ф. Г. Гулари, И. В. Будников, В. П. Девятков [и др.] // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1988. – С. 60–75.

36. Гурова, Т. И. Роль литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа / Т. И. Гурова, Т. Ф. Антонова, К. С. Кондрина [и др.]. – М. : Недра, 1974. – 136 с.

37. Девятков, В. П. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек / В. П. Девятков, Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин // Новости палеонтологии и стратиграфии. – 2011. – Т. 52, № 16–17. – С. 87–101.

38. Девятков, В. П. Проблемы стратиграфии нижней и средней юры Западной Сибири / В. П. Девятков, А. М. Казаков, Г. В. Касаткина [и др.] // Геология и геофизика. – 1994. – Т. 35, № 12. – С. 3–17.

39. Дибнер, В. Д. Стратиграфия верхнетриасовых и юрских отложений островов Баренцево-Карского шельфа и Горного Таймыра / В. Д. Дибнер // Доклады АН СССР. – 1961. – Т. 139, № 4. – С. 947–949.

40. Емельянцеv, Т. М. Геологические исследования Нордвик-Хатангского района и Таймырского полуострова по работам 1933–1936 годов / Т. М. Емельянцеv // Сборник статей. – Л. : Изд-во Главсевморпути, 1939. – С. 5–40.
41. Житков, Б. М. Полуостров Ямал / Б. М. Житков // Записки Императорского Русского Географического Общества. – СПб. : Типография М. М. Стасюлевича, 1913. – Т. XLIX. – 340 с.
42. Забалуев, В. В. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / В. В. Забалуев, Ю. А. Притула, Э. А. Базанов. – М. : Недра, 1980. – 200 с.
43. Иштирякова, Х. А. Шеркалинская свита / Х. А. Иштирякова // Материалы по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири. – М. : Недра, 1968. – С. 74–76.
44. Калинин, М. К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины / М. К. Калинин. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 360 с.
45. Калинин, М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре / М. К. Калинин. – М. : Недра, 1964. – 207 с.
46. Карогодин, Ю. Н. Литмостратиграфическая модель нижне-среднеюрских отложений Красноленинского свода Западной Сибири / Ю. Н. Карогодин // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34, № 4. – С. 19–26.
47. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. Масштаб 1 : 5 000 000 / Ред. П. Н. Мельников. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2022.
48. Карцева, Г. Н. Стратиграфия юрских и меловых отложений / Г. Н. Карцева, З. З. Ронкина, Е. П. Колокольцева // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л. : НИИГА, 1971. – С. 7–18.
49. Кислухин, В. И. Индексация продуктивных пластов нижней и средней юры Западной Сибири / В. И. Кислухин, И. В. Кислухин, О. Ю. Картовицкая [и др.] // Горные ведомости. – 2009. – № 6. – С. 16–22.

50. Кислухин, В. И. Районирование верхнеюрских осадочных образований по типам разрезов (заполярные районы Западной Сибири) / В. И. Кислухин, Т. С. Кукушкина // Тезисы докладов IV науч.-техн. конф. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1983. – С. 21–23.
51. Князев, В. Г. Стратиграфия и палеогеография ранней юры востока Сибирской платформы / В. Г. Князев, В. П. Девятов, Б. Н. Шурыгин. – Якутск : ЯНЦ СО АН СССР, 1991. – 100 с.
52. Конторович, А. Э. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, В. О. Красавчиков, А. В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 11. – С. 1191–1200.
53. Конторович, А. Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Енисей-Хатангский бассейн / А. Э. Конторович, В. В. Гребенюк, Л. Л. Кузнецов [и др.]. – Новосибирск, 1994. – 71 с.
54. Конторович, А. Э. Нефть и газ Российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век / А. Э. Конторович // Наука из первых рук. – 2015. – № 61 (1). – С. 46–65.
55. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова [и др.] // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
56. Конторович, В. А. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной области / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 423–444.
57. Конторович, В. А. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

58. Корж, М. В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири / М. В. Корж. – М. : Наука, 1978. – 136 с.
59. Корнилюк, Ю. И. Нордвик-Хатангский нефтеносный район (краткий очерк геологии и нефтеносности) / Ю. И. Корнилюк, Т. П. Кочетков, Г. М. Емельянцева // Недра Арктики. – 1946. – № 1. – С. 15–74.
60. Красавчиков, В. О. Комплексная интерпретация плохо согласованных геолого-геофизических данных при формировании региональных цифровых моделей рельефов глубокопогруженных геологических поверхностей (на примере осадочного чехла Западно-Сибирской плиты) / В. О. Красавчиков // Геоинформатика-2000 : труды Международной науч.-практ. конф. – Томск : ТПУ, 2000. – С. 147–153.
61. Красавчиков, В. О. Комплексная интерпретация слабо согласованных геолого-геофизических данных при построении региональных структурных карт (на примере осадочного чехла Западно-Сибирской плиты) / В. О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43, № 5. – С. 456–469.
62. Красавчиков, В. О. Региональные структурные карты повышенной детальности по опорным отражающим горизонтам чехла северных и центральных районов Западно-Сибирской плиты / В. О. Красавчиков, С. Ю. Беляев, Г. Ф. Букреева [и др.] // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Т. 2. Геология нефти и газа : Материалы науч. конф., посвященной 120-летию основания ТГУ, Томск, 1–4 апреля 1998 г. – Томск : ТГУ, 1998. – С. 80–82.
63. Курчиков, А. Р. Литолого-фациальная характеристика ранне-среднеюрских отложений Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородин, В. И. Кислухин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 3. – С. 4–14.
64. Курчиков, А. Р. Стратиграфическая, литолого-фациальная характеристики юрских отложений Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности : учебное пособие / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородин, А. С. Недосекин [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 178 с.

65. Левчук, М. А. Литология и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского прогиба / М. А. Левчук. – Новосибирск : Наука, 1985. – 164 с.
66. Леус, В. А. О дифференциально обусловленном генерировании функций на базе степенных потенциалов / В. А. Леус // Сибирский журнал вычислительной математики. – 1998а. – Т. 1, № 4. – С. 363–371.
67. Леус, В. А. Решение задач геологической компьютерной картографии на основе потенциал-полиномов / В. А. Леус // Геология и геофизика. – 1998б. – Т. 39, № 10. – С. 1423–1430.
68. Логвиненко, Н. В. Петрография осадочных пород / Н. В. Логвиненко. – М. : Высш. школа, 1974. – 352 с.
69. Лутиков, О. А. Новые данные по стратиграфии юрских (плинсбах-ааленских) отложений района мыса Цветкова, Восточный Таймыр / О. А. Лутиков, Б. Н. Шурыгин, В. В. Сапьяник [и др.] // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2022. – Т. 30, № 1. – С. 69–93.
70. Меледина, С. В. Юра Енисей-Хатангского прогиба. Нордвикская зона, типовой разрез / С. В. Меледина, Т. И. Нальняева, Б. Н. Шурыгин – Новосибирск : ИГиГ СО АН СССР, 1987. – 128 с.
71. Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа / Ред. К. Б. Аширов. – Куйбышев : Гипровостокнефть, 1971. – 140 с.
72. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М. : ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
73. Мирчинк, М. Ф. Нефтепромысловая геология / М. Ф. Мирчинк. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1946. – 699 с.
74. Нежданов, А. А. Материалы к региональной стратиграфической схеме нижней-средней юры Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин // Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 17–27.

75. Нестеров, И. И. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре / И. И. Нестеров, В. В. Потеряева, С. И. Салманов. – М. : Недра, 1975. – 278 с.
76. Никитенко, Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б. Л. Никитенко ; науч. ред. Б. Н. Шурыгин ; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск : Параллель, 2009. – 680 с.
77. Никитенко, Б. Л. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев [и др.] // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.
78. Никишин, А. М. Сейсмостратиграфия, палеогеография и палеотектоника Арктического глубоководного бассейна и его российских шельфов / А. М. Никишин, А. П. Афанасенков, А. В. Безъязыков [и др.] – М. : ГЕОС, 2022. – 136 с.
79. Норденшельд, А. Э. Путешествие вокруг Европы и Азии на пароходе «Вега» в 1878–1880 гг. / А. Э. Норденшельд. – СПб. : Издание И. И. Валлениуса, 1881. – 517 с.
80. Обручев, В. А. Геологическое строение северных районов Сибири / В. А. Обручев // Геология и полезные ископаемые севера СССР. – Л. : Издательство Главсевморпути, 1935. – Т. 1. – 97 с.
81. Опорный разрез верхнеюрских отложений бассейна р. Хеты (Хатангская впадина) / Ред. В. Н. Сакс. – Л. : Наука, 1969. – 207 с.
82. Павлов, А. П. Юрские и нижнемеловые *Cephalopoda* Северной Сибири / А. П. Павлов. – СПб : Типография Императорской Академии наук, 1914. – 86 с.
83. Попов, А. Ю. Геттанг-раннеплинсбахский этап развития Анабаро-Ленского осадочного бассейна, Нордвикский фациальный район / А. Ю. Попов, Б. Л. Никитенко // Литология и полезные ископаемые. – 2020. – № 1. – С. 75–96.

84. Прозорович, Г. Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г. Э. Прозорович. – М. : Недра, 1972. – 170 с.
85. Пояснительная записка к Государственной геологической карте Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист S-39, 40 – прол. Маточкин Шар / Д. В. Зархидзе, А. С. Красножен, С. И. Шкарубо [и др.]. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2021. – 333 с.
86. Пояснительная записка к Государственной геологической карте Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Таймыро-Североземельская. Лист S-46 – Тарей / В. Ф. Проскурнин, Г. В. Шнейдер, А. В. Гавриш [и др.]. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2016. – 534 с.
87. Пояснительная записка к Государственной геологической карте Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Таймыро-Североземельская. Лист S-48 – оз. Таймыр (восточная часть) / В. Ф. Проскурнин, А. В. Гавриш, В. В. Межубовский [и др.]. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2009. – 253 с.
88. Пояснительная записка к Государственной геологической карте Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Таймыро-Североземельская. Лист S-49 – Хатангский залив / В. Ф. Проскурнин, А. В. Гавриш, В. В. Межубовский [и др.]. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. – 275 с.
89. Пустовалов, Л. В. Петрография осадочных пород. Ч. 1 / Л. В. Пустовалов. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1940. – 476 с.
90. Пустовой, Д. А. Количественная оценка ресурсного потенциала Ямальской нефтегазоносной области с применением модели распределения Парето / Д. А. Пустовой, С. Ф. Хафизов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2025. – Т. 20, № 3. – 20 с.
91. Решение 3-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири. – Новосибирск, 1981. – 91 с.

92. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины / Ред. И. И. Нестеров. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – 55 с.
93. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. – 114 с. – Прил. 3 на 31 л.
94. Ронкина, З. З. Вещественный состав и условия формирования юрских и меловых отложений севера Центральной Сибири / З. З. Ронкина. – Л. : Недра, 1965. – 162 с.
95. Ростовцев, Н. Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезо-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники / Н. Н. Ростовцев. – Л. : Гостоптехиздат, 1961. – 12 с.
96. Рухин, Л. Б. Основы литологии: учение об осадочных породах / Л. Б. Рухин. – Л. : Недра, 1969. – 703 с.
97. Рыжкова, С. В. Фациально-стратиграфическое районирование васюганского и георгиевского горизонтов (Западная Сибирь) / С. В. Рыжкова, Е. В. Борисов, Л. Г. Вакуленко [и др.] // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2018. – Т. 1. – С. 136–144.
98. Рыжкова, С. В. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна / С. В. Рыжкова, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков [и др.] // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61, № 6. – С. 409–421.
99. Савченко, В. П. Условия формирования залежей нефти и газа при струйной миграции в водонасыщенных породах / В. П. Савченко // Вопросы геологии нефтяных месторождений. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – С. 86–118.
100. Сакс, В. Н. Мезозойские отложения Хатангской впадины / В. Н. Сакс, И. С. Грамберг, З. З. Ронкина, Э. Н. Аллонова. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 226 с.

101. Сакс, В. Н. Новые данные о геологическом строении района Усть-Енисейского порта / В. Н. Сакс // Проблемы Арктики. – 1939. – № 10–11. – С. 40–46.
102. Сакс, В. Н. О разбивке на свиты юрской системы в восточной части Енисей-Хатангского прогиба / В. Н. Сакс, С. В. Меледина, Б. Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 1978. – № 9. – С. 93–103.
103. Сакс, В. Н. Основные этапы формирования Таймырской депрессии / В. Н. Сакс // Проблемы Арктики. – 1940. – № 10. – С. 52–66.
104. Сакс, В. Н. Стратиграфия юрской и меловой систем Севера СССР / В. Н. Сакс, З. З. Ронкина, Н. И. Шульгина [и др.]. – М. ; Л. : АН СССР, 1963. – 227 с.
105. Сакс, В. Н. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины / В. Н. Сакс, З. З. Ронкина. – М. : Госгеолтехиздат, 1957. – 232 с.
106. Сапьяник, В. В. Новые данные о триас-юрских отложениях, вскрытых параметрической Гыданской скв. 130 на севере Западной Сибири / В. В. Сапьяник, В. С. Бочкарев, С. А. Рыльков, Т. Н. Торопова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 3. – С. 35–42.
107. Сахибгареев, Р. С. Минералогия глин продуктивных отложений месторождений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири) : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Р. С. Сахибгареев. – М., 1968. – 25 с.
108. Сверчков, Г. П. Зависимость высоты и размеров залежей от мощности покрышек / Г. П. Сверчков // Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерцинских плит СССР). – Л. : Недра, 1967. – С. 122–133.
109. Смирнов, Л. П. О находке битумов в Хатангском районе / Л. П. Смирнов // Информационный сборник НГРИ. – 1933. – 14 с.
110. Соин, Д. А. Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири / Д. А. Соин, В. А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 62–69.

111. Соколов, В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа / В. А. Соколов. – М. : Недра, 1965. – 275 с.
112. Соловьев, А. В. Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции / А. В. Соловьев, П. О. Соболев, О. В. Грушевская [и др.] // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 105–124.
113. Ступакова, А. В. Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна / А. В. Ступакова, А. А. Поляков, Н. А. Малышев [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 5–21.
114. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – М. : Наука, 1981. – 143 с.
115. Толль, Э. В. Экспедиция Академии наук 1893 г. на Новосибирские острова и побережье Ледовитого океана (от Св. Носа до Хатангской губы) / Э. В. Толль // Известия Русского географического общества. – 1894. – Т. 30, вып. 4. – С. 435–451.
116. Толмачев, И. П. Объяснительная записка к географической и геологической карте стоверстового масштаба района Хатангской экспедиции 1905 г. / И. П. Толмачев // Известия Русского географического общества. – 1912. – Т. 48, вып. 6. – С. 375–393.
117. Толмачев, И. П. Хатангская экспедиция Русского географического общества / И. П. Толмачев // Труды Геологического музея Академии наук. – 1914. – Т. 8, вып. 1. – С. 1–17.
118. Унгер, А. В. История формирования инверсионных мегавалов Енисей-Хатангского бассейна / А. В. Унгер, А. М. Никишин, М. А. Кузляпина [и др.] // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 2017. – № 2. – С. 8–15.
119. Фомин, М. А. Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности /

М. А. Фомин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 4–20.

120. Фомин, М. А. Современная структура мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным уровням / М. А. Фомин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – № 1. – С. 1–10.

121. Фомин, М. А. Тектоническое строение мезозойско-кайнозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / М. А. Фомин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 4–18.

122. Шатский, Н. С. Проблемы нефтеносности Сибири / Н. С. Шатский // Нефтяное хозяйство. – 1932. – № 9. – С. 132–140.

123. Шванов, В. Н. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / В. Н. Шванов, В. Т. Фролова, Э. И. Сергеева [и др.]. – СПб. : Недра, 1998. – 352 с.

124. Швецов, М. С. Петрография осадочных пород / М. С. Швецов. – 3-е изд. – М. ; Л. : Госгеолтехиздат, 1958. – 416 с.

125. Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал / Ред. Г. С. Казанин. – Мурманск ; СПб. : Реноме, 2020. – 544 с.

126. Шемин, Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г. Г. Шемин. – Новосибирск : Издательство СО РАН, 2007. – 467 с.

127. Шемин, Г. Г. Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование келловей-верхнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Е. В. Деев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2023а. – № 1. – С. 27–51.

128. Шемин, Г. Г. Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, П. А. Глазырин [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2024. – № 3. – С. 10–30.

129. Шемин, Г. Г. Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств региональных резервуаров в зависимости от глубины их залегания в юрских отложениях арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Вилуйской нефтегазоносных провинций / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Н. В. Первухина [и др.] // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 61–71.

130. Шемин, Г. Г. Количественный прогноз нефтегазоносности батского регионального резервуара среднеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской областей сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, П. А. Глазырин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2021. – Т. 2, № 3. – С. 75–81.

131. Шемин, Г. Г. Количественный прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, П. А. Глазырин, А. Г. Вахромеев [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2021. – № 4 (48). – С. 38–57.

132. Шемин, Г. Г. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, П. А. Глазырин, А. Г. Вахромеев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2022а. – № 4. – С. 73–97.

133. Шемин, Г. Г. Модели строения и количественный прогноз нефтегазоносности юрских отложений сибирского сектора Арктики: Енисей-Хатангский и Гыданский регионы / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Е. В. Деев [и др.]. – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2023б. – 198 с.

134. Шемин, Г. Г. Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Н. В. Первухина, Е. В. Деев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2020в. – № 2. – С. 59–85.

135. Шемин, Г. Г. Модели строения и условия образования региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина, А. Г. Вахромеев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2020а. – № 6. – С. 53–76.

136. Шемин, Г. Г. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО / Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина, П. А. Глазырин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2022б. – Т. 2, № 2. – С. 17–24.

137. Шемин, Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции / Г. Г. Шемин. – Новосибирск : Издательство ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

138. Шемин, Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции / Г. Г. Шемин. – Новосибирск : Издательство СО РАН, 2014. – 362 с.

139. Шемин, Г. Г. Условия образования юрских отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: атлас литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1 : 2 000 000 и объяснительная записка / Г. Г. Шемин, Л. Г. Вакуленко, В. И. Москвин [и др.] ; отв. ред. М. И. Эпов, В. А. Конторович. – Новосибирск : Издательство СО РАН, 2015. – 88 с. + 13 к.

140. Шемин, Г. Г. Характеристика ловушек нефти и газа, время их формирования и заполнения углеводородами юрских отложений северных и арктических районов Западно-Сибирской НГП / Г. Г. Шемин, Н. В. Первухина,

В. И. Москвин, П. А. Глазырин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2020б. – Т. 1. – С. 290–297.

141. Шиманский, В. В. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири / В. В. Шиманский, Н. В. Танинская, И. С. Низяева [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19, № 1. – 37 с.

142. Шурыгин, Б. Н. Биogeография, фации и стратиграфия нижней и средней юры Сибири по двустворчатым моллюскам / Б. Н. Шурыгин. – Новосибирск : Академическое издательство «Гео», 2005. – 154 с.

143. Шурыгин, Б. Н. Нижне-среднеюрские отложения мыса Цветкова (Восточный Таймыр) / Б. Н. Шурыгин, М. А. Левчук // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского седиментационного бассейна. – М. : Наука, 1982. – С. 118–142.

144. Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков [и др.]. – Новосибирск : Издательство СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 480 с.

145. Khudoley, A. Anabar–Lena Composite Tectono-Sedimentary Element, northern East Siberia / A. Khudoley, S. Frolov, G. Akhmanov [et al.] // Sedimentary Successions of the Arctic Region and their Hydrocarbon Prospectivity / eds. S. Drachev, H. Brekke, E. Henriksen, T. Moore. – London : Geological Society, 2025. – Memoirs. – Vol. 57.

146. Deev, E. Northern West Siberian – South Kara Composite Tectono-Sedimentary Element, Siberian Arctic / E. Deev, G. Shemin, V. Vernikovsky [et al.] // Sedimentary Successions of the Arctic Region and their Hydrocarbon Prospectivity / Eds. S. S. Drachev, H. Brekke, E. Henriksen, T. Moore. – London : Geological Society, 2025b. – Memoirs. – Vol. 57.

147. Deev, E. Yenisei-Khatanga Composite Tectono-Sedimentary Element, northern east Siberia / E. Deev, G. Shemin, V. Vernikovsky [et al.] // Sedimentary Successions of the Arctic Region and their Hydrocarbon Prospectivity / Eds. S. Drachev,

H. Brekke, E. Henriksen, T. Moore. – London : Geological Society, 2025a. – Memoirs. – Vol. 57.

148. Keyserling, A. Fossile Mollusken gesammelt von Middendorff / A. Keyserling // Middendorff Reise in den Norden und Osten Sibirien. – St. Petersburg, 1848. – Bd. 1, Th. 1. – 406 p.

149. Lawver, L. A. The PLATES 2014 Atlas of Plate Reconstructions (550 Ma to Present Day) / L. A. Lawver, I. W. D. Dalziel, I. O. Norton [et al.]. – University of Texas, 2015. – 220 p.

150. Middendorff, A. Reise in den äussersten Norden und Osten Sibiriens / A. Middendorff. – Санкт-Петербург, 1843. – Bd. 1. – 330 S.

151. Schmidt, F. Wissenschaftliche Resultate der zur Aufsuchung eines angekündigten Mammuthcadavers von der Kaiserlichen Akademie der Wissenschaften an den unteren Jenissei ausgesandten Expedition / F. Schmidt // Mémoires de l'Académie Impériale des Sciences de St.-Pétersbourg. – St. Petersburg, 1872. – Ser. 7, T. 18, № 1. – 184 p.

152. Shemin, G. Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and South Kara Sea, Russian Arctic and Subarctic / G. Shemin, E. Deev, V. Vernikovskiy [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – Vol. 104. – P. 286–312.

Фондовые работы:

153. Выполнить анализ состояния ресурсной базы углеводородов Западно-Сибирской НГП в ее естественных границах, включая акваториальные части, составить прогноз ее развития и разработать меры по координации геологического изучения недр и воспроизводства запасов нефти и газа : отчет по договору № 0341/3 от 27 апреля 2007 г. – Новосибирск : фонд Института геологии нефти и газа, 2007. – Фондовая работа.

154. Моделирование генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа в северной, наиболее погруженной, части Западно-Сибирского бассейна : отчет / А. Э. Конторович [и др.]. – Новосибирск : фонд Института геологии нефти и газа, 2005. – Фондовая работа.

155. Научное обобщение геолого-геофизических материалов с целью структурно-фациального и нефтегазогеологического районирования перспективных земель территории Таймырского АО. Отчет по Госконтракту 98/4-н, 99/13-н, 13А-н, 2000/28, 2000/29 : В 2 кн. и 1 папке / Л. Л. Кузнецов [и др.]. – Красноярск: КНИИГиМС, 2001. – Фондовая работа.

156. Оперативный подсчет запасов нефти, растворенного газа и свободного газа нефтегазового месторождения Победа по состоянию на 01.01.2015 г. : отчет / Т. Н. Смагина [и др.]. – М. : ФГУП НПП «Росгеолфонд», 2014. – Фондовая работа.

157. Отчет о результатах бурения поисково-оценочной скважины «Университетская-1» с обработкой геологических результатов на Университетской структуре в пределах лицензионного участка Восточно-Предновоземельский-1 / А. А. Аниськин [и др.]. – М. : ФГУП НПП «Росгеолфонд», 2016. – Фондовая работа.

158. Оценка ресурсной базы углеводородного сырья территории Таймырского АО : отчет по договору 2-61-1 (406-14) за 2007 г. / Л. М. Бурштейн, А. Э. Конторович, С. Ю. Беляев [и др.]. – Новосибирск : ИНГиГ СО РАН, 2007. – В 2 т. – 600 с. – Фондовая работа.

159. Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции : отчет по договору 48-03 : в 4 кн. и 1 папке / А. Э. Конторович [и др.]. – Новосибирск : фонд Института геологии нефти и газа, 2003. – Фондовая работа.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1.1 – Карта изученности глубоким бурением нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики.....	21
Рисунок 1.2 – Карта расположения месторождений нефти и газа в юрских отложениях сибирского сектора Арктики [Карта нефтегазоносности..., 2022]	22
Рисунок 1.3 – Схема распределения залежей нефти и газа по региональным резервуарам юрских отложений на месторождениях Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Южно-Карской, Свердрупской и Предновоземельской НГО [Шемин, 2014] с дополнениями автора.	23
Рисунок 2.1. А – Фациальное районирование нижне-среднеюрских отложений северных и арктических районов Сибири (Западная Сибирь [Решение..., 2004], Восточная Сибирь [Шурыгин и др., 2000]. Б – Уточненное фациальное районирование нижне-среднеюрских отложений северных и арктических районов Сибири [Шемин и др., 2024]	27
Рисунок 2.2 – Фрагмент региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры Сибири (Западная Сибирь [Решение..., 2004]; Восточная Сибирь [Шурыгин и др, 2000]).	28
Рисунок 2.3 – Уточненный вариант фрагмента региональной стратиграфической схемы нижней и средней юры Сибири [Шемин и др, 2024] с дополнениями автора.	29
Рисунок 2.4 – Схема расположения корреляционных профилей и фрагмент схемы региональной стратиграфической схемы нижней (низов средней) юры со сведениями о пачках циклического строения и продуктивных пластах Ю13-Ю20 [Шемин и др., 2024]	31
Рисунок 2.5 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю: Университетская - Ево-Яхинская площади, по Шемину [Шемин, 2014], с дополнениями автора.....	33
Рисунок 2.6 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю: Полуйская -Западно-Ермаковская площади, по Шемину [Шемин, 2014], с дополнениями автора.....	34
Рисунок 2.7 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю Малыгинская - Нижнехетская площади с уточнениями по [Сапьяник и др., 2018].....	35

Рисунок 2.8 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю: Хабейская - Суходудинская площади, по Шемину [Шемин и др., 2023], с дополнениями автора.....	36
Рисунок 2.9 – Схема корреляции нижней юры сибирского сектора Арктики по профилю: Гыданская - Восточная площади, по Шемину [Шемин и др., 2023], с дополнениями автора.....	37
Рисунок 2.10 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю обнажения Восточный Таймыр - обнажения Река Анабар. Описание обнажений по [Левчук, 1985; Лутиков и др., 2022 и др.].....	38
Рисунок 2.11 – Схема корреляции нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики по профилю: Рыбинская площадь - обнажения Река Анабар. Описание обнажений по [Левчук, 1985; Лутиков и др., 2022 и др.].....	39
Рисунок 2.12 – Стратиграфическое положение продуктивных и перспективных пластов и региональных резервуаров нижней (и низов средней) юры сибирского сектора Арктики [Решение..., 2005; Шемин, 2014].....	51
Рисунок 3.1 – Легенда литолого-палеогеографических карт юрского времени сибирского сектора Арктики [Шемин, 2014]	60
Рисунок 3.2 – Графики распределения средних значений открытой пористости (%) и межзерновой - проницаемости ($1 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$) юрских отложений исследуемого региона по интервалам глубин [Шемин и др., 2019].....	62
Рисунок 3.3 – Зависимость открытой пористости песчаников нижнеюрских отложений от глубины залегания.	63
Рисунок 3.4 – Сейсмогеологический разрез мезозойско-кайнозойских отложений по композитному профилю [по материалам С.В. Ершова].	67
Рисунок 3.5 – Тектоническая карта юрского яруса севера Западно-Сибирской геосинеклизы и Енисей-Хатангского регионального прогиба [Конторович и др., 2001, 2017; Фомин, 2011, 2016]	69
Рисунок 3.6 – Структурная карта по кровле тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в]..	76
Рисунок 3.7 – Структурная карта по кровле плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в].....	78

Рисунок 3.8 – Структурная карта по кровле геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики [Моделирование..., 2005(ф); Оценка..., 2007(ф); Шемин, 2014; Шемин и др., 2020в].....	79
Рисунок 3.9 – Карта литологического состава зимнего горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.....	82
Рисунок 3.10 – Карта толщин песчаников проницаемого комплекса геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	83
Рисунок 3.11 – Литолого-палеогеографическая карта зимнего времени (геттанг-начало позднего плинсбаха) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]	84
Рисунок 3.12 – Карта удельной емкости пород коллекторов проницаемого комплекса геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.	86
Рисунок 3.13 – Карта литологического состава левинского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.....	87
Рисунок 3.14 – Литолого-палеогеографическая карта левинского времени (поздний плинсбах) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]	89
Рисунок 3.15 – Карты качества флюидоупора геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	91
Рисунок 3.16 – Катагенез органического вещества в подошве юрского комплекса в арктических районах Западно-Сибирского мегабассейна по отражательной способности витринита R_{0vt} [Конторович, Фомин, Красавчиков, Истомин, 2009] и Енисей-Хатангского регионального прогиба по пиролитическому параметру T_{max} [Шемин и др., 2023б].	92
Рисунок 3.17 – Карта литологического состава шараповского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.....	95
Рисунок 3.18 – Карта толщин песчаников проницаемого комплекса плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	96
Рисунок 3.19 – Литолого-палеогеографическая карта шараповского времени (конец позднего плинсбаха) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.].....	97
Рисунок 3.20 – Карта емкостного потенциала пород коллекторов проницаемого комплекса плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.	99

Рисунок 3.21 – Карта литологического состава китербютского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора	100
Рисунок 3.22 – Литолого-палеогеографическая карта китербютского времени (начало раннего тоара) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]	102
Рисунок 3.23 – Карты качества флюидоупора плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.	103
Рисунок 3.24 – Карта литологического состава надояхского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.....	106
Рисунок 3.25 – Карта толщин песчаников проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	107
Рисунок 3.26 – Литолого-палеогеографическая карта надояхского времени (конец раннего тоара - начало аалена) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]	108
Рисунок 3.27 – Карта емкостного потенциала пород коллекторов проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики...	110
Рисунок 3.28 – Карта литологического состава лайдинского горизонта сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015] с уточнениями автора.....	111
Рисунок 3.29 – Литолого-палеогеографическая карта лайдинского времени (аален) сибирского сектора Арктики [Шемин и др., 2015, 2019, 2023] с уточнениями по [Никитенко, 2009; Шиманский и др., 2024 и др.]	112
Рисунок 3.30 – Карты качества флюидоупора тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	114
Рисунок 3.31 – Сводные схематические карты: А – литологического состава, Б – условий образований, В – границ распространения, Г – общих толщин нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики.....	118
Рисунок 3.32 – Схема фациального районирования нижнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики.....	119
Рисунок 4.1 – Геологическое строение и основные параметры Университетского эталонного участка [Оперативный..., 2014(ф); Отчет..., 2016(ф)]......	128
Рисунок 4.2 – Геологическое строение и основные параметры Бованенковского эталонного участка [Выполнить..., 2007(ф)].	129
Рисунок 4.3 – Схема эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	133

Рисунок 4.4 – Схема эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.....	134
Рисунок 4.5 – Схема эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики.	135
Рисунок 4.6 – Карта перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Названия тектонических структур см. Рисунок 3.5.	138
Рисунок 4.7 – Карта перспектив нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 4.6.	140
Рисунок 4.8 – Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 4.6.	143
Рисунок 4.9 – Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений сибирского сектора Арктики. Условные обозначения см. Рисунок 4.6.	146

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.1 – Содержание литологических компонентов в породах юрского возраста сибирского сектора Арктики [Шемин, 2014]	56
Таблица 3.2 – Количество скважин и обнажений, использованных при расчете вещественного состава по горизонтам нижней юры	57
Таблица 3.3 – Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров нижнеюрских отложений рассматриваемого региона [Шемин, 2014]	65
Таблица 3.4 – Классификация тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской геосинеклизы [Конторович и др., 2001]	72
Таблица 3.5 – Сводная характеристика фациальных районов нижней юры	120
Таблица 4.1 – Установленные и прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров севера Западно-Сибирской и восточной части Енисей-Хатангской НГП (по Г.Г. Шемину [2014, 2023б] с уточнением и дополнением)	131
Таблица 4.2 – Экспертная оценка влияния гипсометрии современных структурных планов, качества флюидоупоров и нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений [Шемин и др., 2014, 2023б]	135
Таблица 4.3 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений геттанг-синемюрского резервуара Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО	136
Таблица 4.4 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений плинсбахского резервуара Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО	139
Таблица 4.5 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений тоарского резервуара Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО	142
Таблица 4.6 – Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов (млн т УУВ) по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям отложений	

нижней юры Енисей-Хатангской, Гыданской, Ямальской, Свердрупской, Предновоземельской и Южно-Карской НГО.....	145
---	-----

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков сибирского сектора Арктики, оцениваемые Балахнинским, Малыгинско-Тамбейским, Геофизическим и Зимним эталонными участками, геттанг-синемюрского регионального резервуара

Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Поправочные коэффициенты				Коэффициенты расчетные	Коэффициенты аналогий
	а	б	в	г		
Балахнинский ЭУ	1,0	1,0	0,8	1,0	0,84	1,00
РУ № 1	0,8	1,0	0,5	1,0	0,43	0,50
РУ № 2	0,8	1,0	0,7	1,0	0,55	0,65
РУ № 3	0,9	1,0	0,6	0,9	0,48	0,57
РУ № 4	0,8	1,0	0,5	1,0	0,40	0,47
РУ № 5	0,9	1,0	0,6	1,0	0,56	0,67
РУ № 6	0,7	1,0	0,5	1,0	0,35	0,41
РУ № 7	0,9	1,0	0,9	1,0	0,79	0,93
РУ № 8	0,7	1,0	0,7	1,0	0,48	0,57
РУ № 9	0,8	1,0	0,5	1,0	0,40	0,47
РУ № 10	0,8	1,0	0,7	1,0	0,58	0,68
РУ № 11	0,8	1,0	0,6	1,0	0,45	0,53
РУ № 12	0,7	1,0	0,6	1,0	0,42	0,49
РУ № 13	0,5	1,0	0,5	1,0	0,27	0,31
РУ № 14	0,5	1,0	0,5	1,0	0,25	0,30
РУ № 15	0,5	1,0	0,5	1,0	0,27	0,31
РУ № 16	0,8	1,0	0,7	1,0	0,55	0,65
РУ № 17	0,9	1,0	0,5	1,0	0,48	0,57
РУ № 18	0,5	1,0	0,5	1,0	0,27	0,31
РУ № 19	0,9	1,0	0,7	1,0	0,62	0,73
РУ № 20	0,9	1,0	0,8	1,0	0,76	0,90
РУ № 21	1,0	1,0	0,7	0,9	0,62	0,73
РУ № 22	0,9	0,9	0,5	1,0	0,41	0,48
РУ № 23	0,9	1,0	0,7	1,0	0,62	0,73
РУ № 24	0,9	1,0	0,7	1,0	0,59	0,70
РУ № 25	0,5	1,0	0,6	1,0	0,31	0,37
РУ № 26	0,7	1,0	0,6	1,0	0,39	0,47
РУ № 27	0,7	1,0	0,5	1,0	0,37	0,44
РУ № 28	0,7	1,0	0,5	1,0	0,37	0,44
РУ № 29	0,5	1,0	0,6	1,0	0,31	0,37
РУ № 30	0,8	1,0	0,7	1,0	0,58	0,68
Малыгинско- Тамбейский ЭУ	1,0	1,0	0,7	1,0	0,69	1,00
РУ № 31	0,8	0,9	0,6	1,0	0,43	0,62
РУ № 32	0,8	0,9	0,7	1,0	0,50	0,72
РУ № 33	0,8	0,8	0,5	1,0	0,34	0,49
РУ № 34	0,9	0,8	0,8	1,0	0,54	0,79
РУ № 35	0,9	0,9	1,0	1,0	0,81	1,18
РУ № 36	0,9	0,9	0,8	1,0	0,68	0,99
РУ № 37	0,9	1,0	0,7	1,0	0,59	0,86

Продолжение Приложения 1.

1	2	3	5	6	7	8
РУ № 38	1,0	1,0	0,6	1,0	0,63	0,91
РУ № 39	0,8	1,0	0,7	1,0	0,58	0,84
РУ № 40	0,9	1,0	0,6	1,0	0,53	0,78
РУ № 41	0,9	1,0	0,8	1,0	0,70	1,02
РУ № 42	0,9	1,0	0,7	1,0	0,62	0,90
РУ № 43	0,9	1,0	0,8	1,0	0,68	0,98
РУ № 44	1,0	1,0	0,7	1,0	0,72	1,05
РУ № 45	1,0	0,9	0,5	1,0	0,48	0,70
РУ № 46	0,9	0,8	0,5	1,0	0,36	0,52
РУ № 47	0,7	1,0	0,6	1,0	0,42	0,60
РУ № 48	0,9	1,0	0,7	1,0	0,59	0,86
РУ № 50	0,7	1,0	0,8	1,0	0,53	0,76
РУ № 51	0,5	1,0	0,7	1,0	0,34	0,50
РУ № 52	0,5	1,0	0,5	1,0	0,25	0,36
РУ № 53	0,8	1,0	0,7	1,0	0,58	0,84
РУ № 54	0,5	1,0	0,7	1,0	0,34	0,50
РУ № 55	1,0	1,0	0,7	1,0	0,69	1,00
РУ № 56	0,7	1,0	0,8	1,0	0,55	0,80
РУ № 57	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,73
РУ № 58	1,0	0,9	0,5	1,0	0,48	0,70
РУ № 59	0,9	1,0	0,8	1,0	0,68	0,98
РУ № 60	0,8	1,0	0,8	1,0	0,68	0,98
РУ № 61	0,8	0,8	0,7	1,0	0,42	0,61
РУ № 62	0,8	0,8	0,5	1,0	0,34	0,49
РУ № 63	0,7	1,0	0,9	1,0	0,61	0,89
РУ № 64	0,7	1,0	0,7	1,0	0,48	0,70
РУ № 65	0,9	1,0	0,6	1,0	0,53	0,78
РУ № 66	0,9	1,0	0,6	1,0	0,51	0,74
РУ № 67	0,9	1,0	0,8	1,0	0,70	1,02
РУ № 68	0,7	1,0	0,6	1,0	0,39	0,57
Зимний ЭУ	1,0	0,7	0,8	1,0	0,53	1,00
РУ № 69	0,9	1,0	0,7	1,0	0,62	1,18
РУ № 70	1,0	1,0	1,0	1,0	1,00	1,90
РУ № 71	0,8	1,0	0,9	1,0	0,73	1,38
РУ № 72	1,0	1,0	1,0	1,0	1,00	1,90
РУ № 73	1,0	1,0	0,7	1,0	0,66	1,25
РУ № 74	0,9	1,0	0,9	1,0	0,79	1,50
РУ № 75	0,9	1,0	0,8	1,0	0,76	1,45
РУ № 76	0,8	0,8	0,5	1,0	0,32	0,61
РУ № 77	0,8	0,8	0,5	0,9	0,31	0,58
РУ № 78	0,9	0,8	0,9	1,0	0,68	1,29
Геофизический ЭУ	1,0	1,0	0,9	1,0	0,88	1,00
РУ № 125	0,8	1,0	0,7	1,0	0,55	0,63
РУ № 126	0,8	1,0	0,6	1,0	0,50	0,57

Окончание Приложения 1.

1	2	3	5	6	7	8
РУ № 127	1,0	1,0	0,5	1,0	0,53	0,61
РУ № 128	0,5	1,0	0,6	1,0	0,31	0,36
РУ № 129	0,8	1,0	0,8	1,0	0,60	0,69
РУ № 130	0,5	1,0	0,7	1,0	0,34	0,39
РУ № 131	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,58
РУ № 132	0,5	1,0	0,7	1,0	0,34	0,39
РУ № 133	0,8	1,0	0,7	1,0	0,53	0,60
РУ № 134	0,8	1,0	0,7	1,0	0,53	0,60
РУ № 135	1,0	1,0	0,6	1,0	0,63	0,71
РУ № 136	0,5	1,0	0,7	1,0	0,33	0,38
РУ № 137	0,8	1,0	0,7	1,0	0,53	0,60
РУ № 138	0,9	1,0	0,8	1,0	0,76	0,87
РУ № 139	0,7	1,0	0,8	1,0	0,53	0,60
РУ № 140	0,7	1,0	0,6	1,0	0,42	0,48
РУ № 141	0,7	1,0	0,6	1,0	0,39	0,45
РУ № 142	0,5	1,0	0,6	1,0	0,28	0,32
РУ № 143	0,5	1,0	0,7	1,0	0,36	0,41
РУ № 144	0,8	1,0	0,7	1,0	0,53	0,60
РУ № 145	0,5	1,0	0,8	1,0	0,39	0,45
РУ № 146	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,58
РУ № 147	0,5	1,0	0,8	1,0	0,42	0,48
РУ № 148	0,7	1,0	0,8	1,0	0,55	0,63
РУ № 149	0,8	1,0	0,8	1,0	0,68	0,77
РУ № 150	0,5	1,0	0,8	1,0	0,42	0,48
РУ № 151	0,9	1,0	0,9	1,0	0,79	0,90
РУ № 152	0,7	1,0	0,9	1,0	0,61	0,70
РУ № 153	0,8	1,0	0,8	1,0	0,68	0,77
РУ № 154	0,7	1,0	0,8	1,0	0,57	0,65
РУ № 155	0,5	1,0	0,7	1,0	0,35	0,40
РУ № 156	0,7	1,0	0,8	1,0	0,57	0,65

Поправочные коэффициенты оценки влияния современного структурного плана и степени его ос-
 ложнения дизъюнктивными нарушениями (а); качества флюидоупора (б);
 качества коллектора (в); начального нефтегазогенерационного
 потенциала (г) на перспективы нефтегазоносности начальных суммарных
 ресурсов углеводородов геттанг-синемюрского регионального
 резервуара.

Приложение 2 – Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков сибирского сектора Арктики, оцениваемые Балахнинским, Малыгинско-Тамбейским, Университетским, Новопортовским, Бованенковским, Геофизическим и Зимним эталонными участками, плинсбахского регионального резервуара

Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Поправочные коэффициенты				Коэффициенты расчетные	Коэффициенты аналогий
	а	б	в	г		
Балахнинский ЭУ	1,0	1,0	0,6	0,9	0,58	1,00
РУ № 1	0,8	1,0	0,6	0,9	0,46	0,80
РУ № 2	0,8	1,0	0,6	0,9	0,44	0,76
РУ № 3	1,0	1,0	0,6	0,9	0,55	0,94
РУ № 4	0,8	0,9	0,5	0,9	0,35	0,60
РУ № 5	0,8	0,9	0,6	0,9	0,37	0,64
РУ № 6	0,8	1,0	0,6	1,0	0,49	0,84
РУ № 7	0,9	1,0	0,6	0,9	0,52	0,90
РУ № 8	0,9	1,0	0,6	0,9	0,52	0,90
РУ № 9	0,7	1,0	0,6	1,0	0,45	0,78
РУ № 10	0,7	1,0	0,6	1,0	0,45	0,78
РУ № 11	0,5	1,0	0,6	1,0	0,32	0,56
РУ № 12	0,8	1,0	0,6	1,0	0,46	0,79
РУ № 13	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,49
РУ № 14	0,8	1,0	0,6	1,0	0,49	0,84
РУ № 15	0,7	1,0	0,6	1,0	0,40	0,69
РУ № 16	0,5	1,0	0,5	1,0	0,27	0,46
РУ № 17	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,49
РУ № 18	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,49
РУ № 19	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,86
РУ № 20	0,9	1,0	0,9	0,9	0,69	1,20
РУ № 21	1,0	1,0	0,9	0,9	0,84	1,44
РУ № 22	0,7	0,8	0,6	1,0	0,36	0,62
РУ № 23	0,9	0,9	0,7	0,9	0,52	0,90
РУ № 24	1,0	0,8	0,6	0,9	0,41	0,71
РУ № 25	0,8	0,8	0,5	1,0	0,32	0,55
РУ № 26	0,7	0,8	0,5	1,0	0,30	0,52
РУ № 27	0,7	1,0	0,6	1,0	0,43	0,73
РУ № 28	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,86
РУ № 29	0,7	1,0	0,6	1,0	0,45	0,78
Малыгинско-Тамбейский ЭУ	1,0	1,0	0,6	1,0	0,57	1,00
РУ № 30	0,7	0,9	0,6	1,0	0,41	0,71
РУ № 31	0,7	1,0	0,9	1,0	0,60	1,05
РУ № 32	0,8	0,8	0,9	0,9	0,49	0,86
РУ № 33	0,8	0,7	0,9	0,9	0,43	0,76
РУ № 34	0,8	1,0	0,9	1,0	0,74	1,30
РУ № 35	0,8	0,8	1,0	0,9	0,58	1,01
РУ № 36	0,7	0,8	0,9	1,0	0,52	0,91

Продолжение Приложения 2.

1	2	3	5	6	7	8
РУ № 37	0,8	0,7	1,0	0,9	0,50	0,88
РУ № 38	0,9	0,8	0,9	1,0	0,62	1,08
РУ № 39	0,7	1,0	0,8	1,0	0,53	0,92
РУ № 40	1,0	1,0	0,7	1,0	0,68	1,19
РУ № 41	0,8	1,0	0,6	1,0	0,49	0,85
РУ № 42	0,7	0,9	0,5	1,0	0,34	0,59
РУ № 43	0,8	1,0	0,6	1,0	0,46	0,80
РУ № 44	1,0	1,0	0,5	1,0	0,54	0,94
РУ № 45	0,7	0,9	0,5	1,0	0,34	0,59
РУ № 46	0,7	0,8	0,7	1,0	0,40	0,70
РУ № 47	1,0	0,9	0,7	1,0	0,64	1,13
РУ № 48	0,9	0,8	0,8	1,0	0,57	0,99
РУ № 49	0,8	0,7	0,8	0,9	0,40	0,69
РУ № 50	0,9	0,8	0,6	1,0	0,46	0,81
РУ № 51	0,7	1,0	0,6	1,0	0,40	0,70
РУ № 52	0,5	1,0	0,6	1,0	0,30	0,53
РУ № 53	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,50
РУ № 54	1,0	1,0	0,6	1,0	0,61	1,06
РУ № 55	0,8	1,0	0,6	1,0	0,51	0,90
РУ № 56	1,0	1,0	0,6	1,0	0,64	1,13
РУ № 58	0,8	1,0	0,8	1,0	0,63	1,10
Университетский ЭУ	1,0	1,0	0,8	0,9	0,71	1,00
РУ № 61	0,8	0,8	0,6	0,9	0,35	0,49
РУ № 63	0,8	0,8	0,6	0,9	0,33	0,47
РУ № 64	0,9	0,8	0,5	1,0	0,39	0,55
Бованенковский ЭУ	1,0	0,8	0,8	0,9	0,57	1,00
РУ № 68	0,8	0,8	0,6	1,0	0,41	0,73
РУ № 69	0,9	0,8	0,7	1,0	0,51	0,91
РУ № 70	0,9	0,9	0,6	1,0	0,52	0,92
РУ № 71	0,9	0,8	0,7	0,9	0,46	0,82
Новопортовский ЭУ	1,0	0,7	0,8	0,9	0,50	1,00
РУ № 67	0,9	0,7	0,6	1,0	0,36	0,73
РУ № 73	0,8	0,8	0,8	1,0	0,51	1,03
РУ № 74	0,8	0,8	0,7	0,9	0,41	0,83
РУ № 75	0,9	0,8	0,9	1,0	0,61	1,24
РУ № 76	0,8	0,7	0,6	0,9	0,30	0,61
РУ № 77	0,8	0,8	0,8	1,0	0,50	1,02
РУ № 78	1,0	0,8	0,9	1,0	0,68	1,37
РУ № 79	0,9	0,8	0,8	1,0	0,57	1,08
Зимний ЭУ	1,0	0,7	0,9	0,9	0,59	1,00
РУ № 80	1,0	0,9	0,8	1,0	0,71	1,21
РУ № 81	0,9	1,0	0,7	1,0	0,64	1,10
РУ № 82	0,9	0,8	0,8	1,0	0,57	0,97
РУ № 83	1,0	1,0	0,9	1,0	0,86	1,47

Окончание Приложения 2.

1	2	3	5	6	7	8
РУ № 84	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,85
РУ № 85	0,8	0,9	0,7	1,0	0,51	0,88
РУ № 86	0,8	0,9	0,7	0,9	0,46	0,79
РУ № 87	1,0	1,0	0,8	0,9	0,71	1,21
Геофизический ЭУ	1,0	1,0	0,7	1,0	0,71	1,00
РУ № 57	1,0	1,0	0,7	1,0	0,68	0,95
РУ № 59	1,0	1,0	0,6	1,0	0,64	0,90
РУ № 60	0,8	1,0	0,6	1,0	0,49	0,68
РУ № 62	0,8	1,0	0,8	1,0	0,63	0,88
РУ № 65	0,5	0,7	0,5	1,0	0,19	0,26
РУ № 66	1,0	0,9	0,6	1,0	0,51	0,72
РУ № 72	0,8	0,9	0,9	1,0	0,62	0,86
РУ № 135	0,5	1,0	0,7	1,0	0,34	0,48
РУ № 136	0,8	1,0	0,8	1,0	0,63	0,88
РУ № 137	0,8	1,0	0,8	1,0	0,63	0,88
РУ № 138	0,5	0,9	0,7	1,0	0,32	0,45
РУ № 139	0,7	1,0	0,9	1,0	0,60	0,84
РУ № 140	0,7	0,9	0,8	1,0	0,50	0,69
РУ № 141	0,5	0,9	0,8	1,0	0,35	0,50
РУ № 142	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,70
РУ № 143	0,9	1,0	0,7	1,0	0,64	0,90
РУ № 144	0,7	1,0	0,8	1,0	0,53	0,74
РУ № 145	1,0	1,0	0,9	1,0	0,86	1,20
РУ № 146	0,7	1,0	0,9	1,0	0,63	0,88
РУ № 147	0,7	1,0	0,7	1,0	0,50	0,70
РУ № 148	0,7	1,0	0,6	1,0	0,40	0,56
РУ № 149	0,7	1,0	0,5	1,0	0,38	0,53
РУ № 150	0,7	1,0	0,6	1,0	0,45	0,63
РУ № 151	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,40
РУ № 152	0,7	1,0	0,6	1,0	0,40	0,56
РУ № 153	1,0	0,9	0,6	1,0	0,51	0,72
РУ № 154	0,7	1,0	0,6	1,0	0,40	0,56
РУ № 155	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,40
РУ № 156	1,0	1,0	0,6	1,0	0,61	0,85
РУ № 157	0,7	1,0	0,6	1,0	0,43	0,60
РУ № 158	0,7	1,0	0,6	1,0	0,45	0,63
РУ № 159	0,5	1,0	0,6	1,0	0,29	0,40

Поправочные коэффициенты оценки влияния современного структурного плана и степени его ос-
 ложнения дизъюнктивными нарушениями (а); качества флюидоупора (б); качество
 коллектора (в); начального нефтегазогенерационного
 потенциала (г) на перспективы нефтегазоносности начальных суммарных
 ресурсов углеводородов плинсбахского регионального резервуара.

Приложение 3 – Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков сибирского сектора Арктики, оцениваемые Балахнинским, Малыгинско-Тамбейским, Университетским, Новопортовским, Бованенковским, Геофизическим и Зимним эталонными участками, тоарского регионального резервуара

Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Поправочные коэффициенты				Коэффициенты расчетные	Коэффициенты аналогий
	а	б	в	г		
Балахнинский ЭУ	1,0	1,0	0,6	0,9	0,52	1,00
РУ № 1	0,8	1,0	0,5	0,9	0,39	0,75
РУ № 2	1,0	1,0	0,6	0,9	0,54	1,03
РУ № 3	0,8	1,0	0,5	0,9	0,36	0,69
РУ № 4	0,8	1,0	0,5	1,0	0,40	0,77
РУ № 5	0,9	1,0	0,5	1,0	0,47	0,90
РУ № 6	0,7	1,0	0,5	1,0	0,35	0,67
РУ № 7	0,9	1,0	0,6	1,0	0,52	1,00
РУ № 8	0,8	1,0	0,7	0,9	0,50	0,96
РУ № 9	0,8	1,0	0,7	0,9	0,47	0,91
РУ № 10	0,7	1,0	0,7	1,0	0,48	0,93
РУ № 11	0,5	1,0	0,6	1,0	0,31	0,59
РУ № 12	0,5	1,0	0,7	1,0	0,33	0,63
РУ № 13	0,7	1,0	0,8	1,0	0,54	1,04
РУ № 14	0,5	1,0	0,8	1,0	0,38	0,74
РУ № 15	0,8	1,0	0,7	1,0	0,52	1,01
РУ № 16	0,7	1,0	0,7	1,0	0,46	0,88
РУ № 17	0,5	1,0	0,5	1,0	0,27	0,52
РУ № 18	0,7	1,0	0,5	1,0	0,35	0,67
РУ № 19	0,7	0,9	0,7	1,0	0,41	0,79
РУ № 20	0,5	1,0	0,5	1,0	0,27	0,52
РУ № 21	1,0	1,0	0,9	0,8	0,71	1,36
РУ № 22	0,5	1,0	0,7	1,0	0,35	0,67
РУ № 23	0,8	1,0	0,9	0,9	0,64	1,23
РУ № 24	0,9	1,0	0,9	0,9	0,72	1,38
РУ № 25	0,7	1,0	0,5	1,0	0,38	0,73
РУ № 26	0,7	1,0	0,7	1,0	0,48	0,93
РУ № 27	0,8	0,8	0,5	1,0	0,34	0,66
РУ № 28	0,7	1,0	0,8	1,0	0,54	1,04
РУ № 29	0,7	1,0	0,6	1,0	0,43	0,83
Малыгинско-Тамбейский ЭУ	1,0	1,0	0,6	1,0	0,60	1,00
РУ № 30	0,8	0,8	0,7	1,0	0,44	0,74
РУ № 31	0,8	0,7	0,7	0,9	0,35	0,59
РУ № 32	0,8	0,8	0,8	1,0	0,49	0,83
РУ № 33	1,0	0,8	0,8	1,0	0,62	1,03
РУ № 34	0,9	0,9	0,7	1,0	0,53	0,89
РУ № 35	1,0	1,0	0,7	1,0	0,69	1,16
РУ № 36	1,0	1,0	0,7	1,0	0,69	1,16
РУ № 37	0,8	0,9	0,7	1,0	0,47	0,79
РУ № 38	0,8	1,0	0,5	1,0	0,43	0,72

Продолжение Приложения 3.

1	2	3	5	6	7	8
РУ № 40	0,7	1,0	0,6	1,0	0,42	0,70
РУ № 41	0,7	1,0	0,5	1,0	0,36	0,61
РУ № 42	1,0	1,0	0,6	1,0	0,60	1,00
РУ № 43	1,0	0,9	0,5	1,0	0,48	0,81
РУ № 44	0,9	0,8	0,7	1,0	0,47	0,79
РУ № 45	0,8	0,8	0,8	1,0	0,49	0,83
РУ № 46	1,0	1,0	0,6	1,0	0,60	1,00
РУ № 47	0,9	0,8	0,7	1,0	0,50	0,84
РУ № 48	1,0	0,9	0,7	1,0	0,59	0,99
РУ № 49	0,7	0,8	0,7	1,0	0,39	0,65
РУ № 50	0,5	1,0	0,7	1,0	0,33	0,55
РУ № 51	0,8	1,0	0,6	1,0	0,48	0,80
РУ № 55	0,5	0,7	0,6	1,0	0,20	0,34
РУ № 58	0,7	1,0	0,5	1,0	0,38	0,63
РУ № 59	0,9	1,0	0,6	1,0	0,54	0,90
РУ № 167	0,9	0,8	0,8	1,0	0,55	0,93
РУ № 169	0,7	1,0	0,7	1,0	0,46	0,77
РУ № 174	0,8	1,0	0,6	1,0	0,49	0,83
Университетский ЭУ	1,0	1,0	0,6	0,9	0,55	1,00
РУ № 52	0,8	0,7	0,6	1,0	0,33	0,60
РУ № 53	0,8	0,7	0,6	0,9	0,29	0,53
РУ № 54	0,8	0,8	0,6	0,9	0,35	0,62
РУ № 56	1,0	0,9	0,6	1,0	0,52	0,94
РУ № 57	0,8	0,8	0,5	0,9	0,29	0,52
РУ № 61	0,8	1,0	0,6	1,0	0,46	0,83
РУ № 62	0,8	0,8	0,5	0,9	0,31	0,56
РУ № 63	0,8	0,7	0,5	1,0	0,28	0,51
Бованенковский ЭУ	1,0	0,7	0,7	1,0	0,46	1,00
РУ № 66	0,9	0,7	0,5	1,0	0,34	0,74
РУ № 67	0,8	0,7	0,6	1,0	0,32	0,71
РУ № 68	0,7	0,8	0,6	1,0	0,32	0,71
РУ № 69	0,9	0,7	0,6	1,0	0,36	0,79
РУ № 70	1,0	0,8	0,6	1,0	0,46	1,01
РУ № 71	0,9	0,8	0,7	1,0	0,47	1,03
РУ № 72	1,0	0,7	0,7	1,0	0,46	1,00
Новопортовский ЭУ	1,0	0,7	0,6	1,0	0,43	1,00
РУ № 73	0,8	0,7	0,5	1,0	0,30	0,70
РУ № 74	0,8	0,7	0,7	1,0	0,37	0,85
РУ № 75	0,8	0,5	0,6	1,0	0,25	0,57
РУ № 76	0,8	0,5	0,5	0,9	0,19	0,45
РУ № 77	0,8	0,8	0,7	1,0	0,43	1,00
РУ № 78	0,9	0,8	0,7	1,0	0,48	1,13
РУ № 79	1,0	0,7	0,6	1,0	0,43	1,00
РУ № 80	0,9	0,7	0,6	1,0	0,39	0,90

Продолжение Приложения 3.

1	2	3	5	6	7	8
Зимний ЭУ	1,0	0,7	1,0	0,9	0,63	1,00
РУ № 81	1,0	0,7	0,8	1,0	0,53	0,83
РУ № 82	0,9	0,7	0,8	1,0	0,48	0,77
РУ № 83	0,9	1,0	0,7	1,0	0,66	1,04
РУ № 84	0,7	1,0	0,8	1,0	0,56	0,89
РУ № 85	0,9	1,0	0,8	1,0	0,73	1,15
РУ № 86	1,0	1,0	0,9	1,0	0,88	1,40
РУ № 87	0,8	1,0	0,9	1,0	0,71	1,12
РУ № 88	0,8	0,9	0,7	0,9	0,47	0,75
РУ № 89	0,8	0,9	0,8	0,9	0,50	0,79
РУ № 90	0,8	0,9	0,8	0,9	0,50	0,79
РУ № 91	1,0	0,9	0,9	0,9	0,72	1,14
РУ № 92	0,9	0,7	1,0	1,0	0,61	0,96
Геофизический ЭУ	1,0	1,0	0,7	1,0	0,65	1,00
РУ № 39	0,7	1,0	0,5	1,0	0,36	0,56
РУ № 60	0,7	1,0	0,7	1,0	0,46	0,70
РУ № 64	0,7	0,9	0,5	1,0	0,33	0,50
РУ № 65	0,8	0,9	0,5	1,0	0,39	0,59
РУ № 140	0,5	1,0	0,5	1,0	0,26	0,40
РУ № 141	0,7	1,0	0,5	1,0	0,36	0,56
РУ № 142	1,0	1,0	0,5	1,0	0,54	0,82
РУ № 143	0,7	0,9	0,7	1,0	0,41	0,63
РУ № 144	0,7	0,8	0,7	1,0	0,38	0,58
РУ № 145	0,7	1,0	0,5	1,0	0,38	0,58
РУ № 146	0,7	0,9	0,5	1,0	0,34	0,52
РУ № 147	0,5	0,9	0,6	1,0	0,27	0,41
РУ № 148	0,7	0,8	0,6	1,0	0,32	0,49
РУ № 149	0,5	0,9	0,6	1,0	0,28	0,42
РУ № 150	0,7	1,0	0,6	1,0	0,43	0,66
РУ № 151	0,9	1,0	0,7	1,0	0,59	0,90
РУ № 152	0,7	1,0	0,6	1,0	0,43	0,66
РУ № 153	0,9	1,0	0,6	1,0	0,55	0,85
РУ № 154	0,9	0,9	0,7	1,0	0,53	0,81
РУ № 155	0,7	0,9	0,7	1,0	0,41	0,63
РУ № 156	0,8	0,8	0,7	1,0	0,44	0,68
РУ № 157	0,7	0,8	0,7	1,0	0,37	0,56
РУ № 158	0,7	1,0	0,6	1,0	0,44	0,68
РУ № 159	0,7	1,0	0,6	1,0	0,40	0,62
РУ № 160	0,5	1,0	0,5	1,0	0,26	0,40
РУ № 161	1,0	1,0	0,5	1,0	0,52	0,79
РУ № 162	0,7	1,0	0,5	1,0	0,38	0,58
РУ № 163	0,8	1,0	0,5	1,0	0,40	0,61
РУ № 164	0,5	1,0	0,5	1,0	0,26	0,40
РУ № 165	0,7	0,9	0,5	1,0	0,34	0,52

Окончание Приложения 3.

1	2	3	5	6	7	8
РУ № 166	0,7	1,0	0,6	1,0	0,39	0,60
РУ № 170	0,7	0,9	0,7	1,0	0,44	0,67
РУ № 175	0,7	1,0	0,5	1,0	0,35	0,54
РУ № 176	0,7	1,0	0,5	1,0	0,36	0,56

Поправочные коэффициенты оценки влияния современного структурного плана
и степени его ос-

ложнения дизъюнктивными нарушениями (а); качества флюидопора (б);

качество

коллектора (в, г: в — толщина коллектора, м; г — поправочный коэффициент);

начального нефтегазогенерационного

потенциала (д) на перспективы нефтегазоносности начальных суммарных
ресурсов углеводородов тоарского регионального резервуара.

Приложение 4 – Начальные суммарные ресурсы углеводородов геттанг-синемюрского регионального резервуара расчетных участков сибирского сектора Арктики

Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Площади эталонных и расчетных участков, км ²	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов УУВ эталонных и расчетных участков			Начальные суммарные ресурсы УУВ эталонных и расчетных участков		
		Газ свободный, млн м ³ /км ²	Конденсат, тыс. т/км ²	Всего УУВ, тыс. т/км ²	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Всего УУВ, млн т
Балахнинский ЭУ	1760	2,35	0,25	2,60	4,14	0,43	4,58
РУ № 1	3194	1,19	0,12	1,31	3,79	0,40	4,18
РУ № 2	2845	1,53	0,16	1,69	4,36	0,46	4,82
РУ № 3	2628	1,34	0,14	1,48	3,52	0,37	3,89
РУ № 4	1977	1,12	0,12	1,23	2,21	0,23	2,44
РУ № 5	2819	1,57	0,16	1,73	4,42	0,46	4,89
РУ № 6	1491	0,98	0,10	1,08	1,46	0,15	1,61
РУ № 7	2844	2,20	0,23	2,43	6,25	0,66	6,90
РУ № 8	3028	1,34	0,14	1,48	4,06	0,43	4,49
РУ № 9	2469	1,12	0,12	1,23	2,75	0,29	3,04
РУ № 10	2285	1,60	0,17	1,77	3,66	0,38	4,05
РУ № 11	5247	1,25	0,13	1,39	6,59	0,69	7,28
РУ № 12	3757	1,16	0,12	1,28	4,35	0,46	4,81
РУ № 13	5101	0,74	0,08	0,82	3,78	0,40	4,18
РУ № 14	4343	0,70	0,07	0,77	3,03	0,32	3,35
РУ № 15	2327	0,74	0,08	0,82	1,72	0,18	1,91
РУ № 16	1124	1,53	0,16	1,69	1,72	0,18	1,90
РУ № 17	1602	1,33	0,14	1,47	2,14	0,22	2,36
РУ № 18	5113	0,74	0,08	0,82	3,79	0,40	4,19
РУ № 19	3292	1,73	0,18	1,91	5,68	0,60	6,28
РУ № 20	4312	2,12	0,22	2,34	9,13	0,96	10,09
РУ № 21	5605	1,73	0,18	1,91	9,67	1,02	10,69
РУ № 22	2168	1,13	0,12	1,25	2,45	0,26	2,71
РУ № 23	3929	1,73	0,18	1,91	6,78	0,71	7,49
РУ № 24	3494	1,65	0,17	1,82	5,75	0,60	6,36
РУ № 25	6456	0,87	0,09	0,96	5,63	0,59	6,22
РУ № 26	4420	1,10	0,12	1,21	4,85	0,51	5,36
РУ № 27	2061	1,04	0,11	1,15	2,14	0,22	2,36
РУ № 28	1998	1,04	0,11	1,15	2,07	0,22	2,29
РУ № 29	4655	0,87	0,09	0,96	4,06	0,43	4,48
РУ № 30	6160	1,60	0,17	1,77	9,88	1,04	10,92
Малыгинско-Тамбейский ЭУ	6063	2,67	0,53	3,20	16,20	3,21	19,40
РУ № 31	7199	1,66	0,33	1,99	11,96	2,37	14,32
РУ № 32	4113	1,92	0,38	2,30	7,91	1,57	9,48
РУ № 33	1569	1,32	0,26	1,58	2,07	0,41	2,48
РУ № 34	2774	2,10	0,42	2,51	5,82	1,15	6,97
РУ № 35	3944	3,15	0,62	3,77	12,41	2,46	14,87

Продолжение Приложения 4.

1	2	3	4	5	6	7	8
ПУ № 36	5675	2,66	0,53	3,18	15,07	2,98	18,05
ПУ № 37	3429	2,29	0,45	2,75	7,87	1,56	9,43
ПУ № 38	2754	2,43	0,48	2,91	6,69	1,32	8,01
ПУ № 39	4388	2,23	0,44	2,68	9,80	1,94	11,74
ПУ № 40	3381	2,08	0,41	2,49	7,02	1,39	8,41
ПУ № 41	3790	2,73	0,54	3,27	10,35	2,05	12,40
ПУ № 42	1710	2,40	0,48	2,88	4,11	0,81	4,93
ПУ № 43	3142	2,62	0,52	3,14	8,24	1,63	9,87
ПУ № 44	7187	2,79	0,55	3,35	20,07	3,97	24,04
ПУ № 45	3503	1,86	0,37	2,23	6,51	1,29	7,80
ПУ № 46	1493	1,40	0,28	1,68	2,09	0,41	2,50
ПУ № 47	4539	1,61	0,32	1,93	7,33	1,45	8,78
ПУ № 48	2865	2,29	0,45	2,75	6,58	1,30	7,88
ПУ № 50	1792	2,04	0,40	2,44	3,66	0,72	4,38
ПУ № 51	3411	1,34	0,26	1,60	4,56	0,90	5,46
ПУ № 52	3014	0,97	0,19	1,16	2,93	0,58	3,51
ПУ № 53	3961	2,23	0,44	2,68	8,85	1,75	10,60
ПУ № 54	2464	1,34	0,26	1,60	3,29	0,65	3,94
ПУ № 55	3896	2,67	0,53	3,20	10,41	2,06	12,47
ПУ № 56	3093	2,12	0,42	2,55	6,57	1,30	7,87
ПУ № 57	5494	1,95	0,39	2,34	10,74	2,13	12,87
ПУ № 58	5190	1,86	0,37	2,23	9,64	1,91	11,55
ПУ № 59	4644	2,62	0,52	3,14	12,18	2,41	14,59
ПУ № 60	2184	2,62	0,52	3,14	5,73	1,13	6,86
ПУ № 61	5414	1,63	0,32	1,95	8,84	1,75	10,58
ПУ № 62	3401	1,32	0,26	1,58	4,49	0,89	5,38
ПУ № 63	5480	2,38	0,47	2,85	13,04	2,58	15,62
ПУ № 64	5617	1,87	0,37	2,24	10,50	2,08	12,58
ПУ № 65	1788	2,08	0,41	2,49	3,71	0,73	4,45
ПУ № 66	2174	1,97	0,39	2,36	4,28	0,85	5,12
ПУ № 67	3314	2,73	0,54	3,27	9,05	1,79	10,85
ПУ № 68	1830	1,53	0,30	1,83	2,80	0,55	3,35
Зимний ЭУ	1115	2,00	0,00	2,00	2,23	0,00	2,23
ПУ № 69	3704	2,36	0,00	2,36	8,73	0,00	8,73
ПУ № 70	3538	3,81	0,00	3,81	13,48	0,00	13,48
ПУ № 71	1745	2,76	0,00	2,76	4,82	0,00	4,82
ПУ № 72	4278	3,81	0,00	3,81	16,30	0,00	16,30
ПУ № 73	3869	2,50	0,00	2,50	9,67	0,00	9,67
ПУ № 74	2850	3,00	0,00	3,00	8,55	0,00	8,55
ПУ № 75	4257	2,89	0,00	2,89	12,32	0,00	12,32
ПУ № 76	2119	1,22	0,00	1,22	2,58	0,00	2,58
ПУ № 77	2774	1,17	0,00	1,17	3,23	0,00	3,23
ПУ № 78	2216	2,57	0,00	2,57	5,70	0,00	5,70

Окончание Приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Геофизический ЭУ	1010	2,54	0,47	3,00	2,56	0,47	3,03
ПУ № 125	2972	1,59	0,29	1,89	4,74	0,87	5,60
ПУ № 126	53217	1,45	0,27	1,71	77,09	14,14	91,23
ПУ № 127	2954	1,54	0,28	1,82	4,55	0,83	5,38
ПУ № 128	1600	0,91	0,17	1,07	1,45	0,27	1,71
ПУ № 129	2541	1,74	0,32	2,06	4,42	0,81	5,23
ПУ № 130	5341	1,00	0,18	1,18	5,32	0,98	6,30
ПУ № 131	3613	1,46	0,27	1,73	5,27	0,97	6,23
ПУ № 132	5992	0,84	0,15	0,99	5,01	0,92	5,93
ПУ № 133	7830	1,52	0,28	1,80	11,91	2,18	14,09
ПУ № 134	6168	1,52	0,28	1,80	9,38	1,72	11,10
ПУ № 135	3079	1,81	0,33	2,14	5,57	1,02	6,60
ПУ № 136	4361	0,95	0,17	1,13	4,15	0,76	4,91
ПУ № 137	2914	1,52	0,28	1,80	4,43	0,81	5,25
ПУ № 138	4546	2,20	0,40	2,60	10,00	1,83	11,84
ПУ № 139	4364	1,52	0,28	1,80	6,64	1,22	7,85
ПУ № 140	4345	1,20	0,22	1,43	5,23	0,96	6,19
ПУ № 141	2871	1,14	0,21	1,35	3,27	0,60	3,88
ПУ № 142	2244	0,81	0,15	0,96	1,83	0,34	2,16
ПУ № 143	4506	1,04	0,19	1,23	4,69	0,86	5,55
ПУ № 144	4224	1,52	0,28	1,80	6,43	1,18	7,60
ПУ № 145	2431	1,13	0,21	1,34	2,75	0,50	3,26
ПУ № 146	1765	1,46	0,27	1,73	2,57	0,47	3,05
ПУ № 147	3349	1,22	0,22	1,45	4,09	0,75	4,84
ПУ № 148	4207	1,58	0,29	1,88	6,67	1,22	7,89
ПУ № 149	3146	1,96	0,36	2,31	6,15	1,13	7,28
ПУ № 150	4284	1,22	0,22	1,45	5,24	0,96	6,20
ПУ № 151	2358	2,28	0,42	2,70	5,38	0,99	6,37
ПУ № 152	2055	1,77	0,33	2,10	3,65	0,67	4,32
ПУ № 153	4622	1,96	0,36	2,31	9,04	1,66	10,70
ПУ № 154	3923	1,65	0,30	1,95	6,46	1,19	7,65
ПУ № 155	8906	0,84	0,15	0,99	7,45	1,37	8,82
ПУ № 156	1977	1,65	0,30	1,95	3,26	0,60	3,86

Приложение 5. Начальные суммарные ресурсы углеводородов плинсбахского регионального резервуара расчетных участков сибирского сектора Арктики

Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Площади эталонных и расчетных участков, км ²	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов УУВ эталонных и расчетных участков					Начальные суммарные ресурсы УУВ эталонных и расчетных участков				
		Газ свободный, млн м ³ /км ²	Конденсат, тыс. т/км ²	Нефть, тыс. т/км ²	Газ растворенный, млн м ³ /км ²	Всего УУВ, тыс. т/км ²	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ растворенный, млрд м ³	Всего УУВ, млн т
Балахнинский ЭУ	1765	4,94	0,26	0,00	0,00	5,20	8,72	0,46	0,00	0,00	9,18
РУ № 1	2870	3,95	0,21	0,00	0,00	4,16	11,34	0,60	0,00	0,00	11,94
РУ № 2	4965	3,73	0,20	0,00	0,00	3,93	18,53	0,98	0,00	0,00	19,51
РУ № 3	2766	4,67	0,25	0,00	0,00	4,91	12,90	0,68	0,00	0,00	13,58
РУ № 4	1724	2,96	0,16	0,00	0,00	3,12	5,11	0,27	0,00	0,00	5,38
РУ № 5	2228	3,16	0,17	0,00	0,00	3,33	7,04	0,37	0,00	0,00	7,42
РУ № 6	3395	4,15	0,22	0,00	0,00	4,37	14,08	0,74	0,00	0,00	14,82
РУ № 7	2533	4,45	0,23	0,00	0,00	4,68	11,26	0,59	0,00	0,00	11,85
РУ № 8	2822	4,45	0,23	0,00	0,00	4,68	12,55	0,66	0,00	0,00	13,21
РУ № 9	8908	3,84	0,20	0,00	0,00	4,04	34,23	1,80	0,00	0,00	36,03
РУ № 10	4699	3,84	0,20	0,00	0,00	4,04	18,05	0,95	0,00	0,00	19,00
РУ № 11	4836	2,74	0,14	0,00	0,00	2,89	13,27	0,70	0,00	0,00	13,97
РУ № 12	3633	3,90	0,21	0,00	0,00	4,11	14,18	0,75	0,00	0,00	14,93
РУ № 13	3492	2,44	0,13	0,00	0,00	2,57	8,52	0,45	0,00	0,00	8,97
РУ № 14	2257	4,15	0,22	0,00	0,00	4,37	9,36	0,49	0,00	0,00	9,85
РУ № 15	2997	3,42	0,18	0,00	0,00	3,60	10,24	0,54	0,00	0,00	10,78
РУ № 16	2559	2,29	0,12	0,00	0,00	2,41	5,85	0,31	0,00	0,00	6,16
РУ № 17	6761	2,44	0,13	0,00	0,00	2,57	16,49	0,87	0,00	0,00	17,36
РУ № 18	4377	2,44	0,13	0,00	0,00	2,57	10,68	0,56	0,00	0,00	11,24
РУ № 19	4927	4,27	0,22	0,00	0,00	4,49	21,03	1,11	0,00	0,00	22,14
РУ № 20	5164	5,93	0,31	0,00	0,00	6,24	30,61	1,61	0,00	0,00	32,22
РУ № 21	4898	7,14	0,38	0,00	0,00	7,51	34,95	1,84	0,00	0,00	36,79
РУ № 22	2499	3,07	0,16	0,00	0,00	3,24	7,68	0,40	0,00	0,00	8,09
РУ № 23	5988	4,45	0,23	0,00	0,00	4,68	26,62	1,40	0,00	0,00	28,02
РУ № 24	1680	3,51	0,18	0,00	0,00	3,70	5,90	0,31	0,00	0,00	6,21
РУ № 25	3468	2,73	0,14	0,00	0,00	2,88	9,48	0,50	0,00	0,00	9,98
РУ № 26	8047	2,56	0,13	0,00	0,00	2,70	20,61	1,08	0,00	0,00	21,70
РУ № 27	5160	3,63	0,19	0,00	0,00	3,82	18,73	0,99	0,00	0,00	19,71
РУ № 28	3363	4,27	0,22	0,00	0,00	4,49	14,36	0,76	0,00	0,00	15,11
РУ № 29	4422	3,84	0,20	0,00	0,00	4,04	16,99	0,89	0,00	0,00	17,88
Малыгинско- Тамбейский ЭУ	6063	5,09	1,01	0,00	0,00	6,10	30,88	6,10	0,00	0,00	36,99
РУ № 30	3208	3,61	0,71	0,00	0,00	4,32	11,58	2,29	0,00	0,00	13,87
РУ № 31	5694	5,35	1,06	0,00	0,00	6,41	30,45	6,02	0,00	0,00	36,47
РУ № 32	3934	4,40	0,87	0,00	0,00	5,27	17,31	3,42	0,00	0,00	20,73

Продолжение Приложения 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПУ № 33	4493	3,85	0,76	0,00	0,00	4,61	17,30	3,42	0,00	0,00	20,72
ПУ № 34	3861	6,62	1,31	0,00	0,00	7,93	25,57	5,05	0,00	0,00	30,62
ПУ № 35	2856	5,13	1,01	0,00	0,00	6,15	14,66	2,90	0,00	0,00	17,56
ПУ № 36	4737	4,64	0,92	0,00	0,00	5,55	21,95	4,34	0,00	0,00	26,29
ПУ № 37	2540	4,49	0,89	0,00	0,00	5,38	11,41	2,25	0,00	0,00	13,66
ПУ № 38	6885	5,50	1,09	0,00	0,00	6,59	37,87	7,48	0,00	0,00	45,36
ПУ № 39	3904	4,68	0,92	0,00	0,00	5,60	18,27	3,61	0,00	0,00	21,88
ПУ № 40	5182	6,05	1,20	0,00	0,00	7,24	31,34	6,19	0,00	0,00	37,53
ПУ № 41	6493	4,33	0,86	0,00	0,00	5,19	28,11	5,55	0,00	0,00	33,67
ПУ № 42	4740	3,01	0,59	0,00	0,00	3,60	14,26	2,82	0,00	0,00	17,08
ПУ № 43	4685	4,07	0,81	0,00	0,00	4,88	19,09	3,77	0,00	0,00	22,86
ПУ № 44	4899	4,78	0,94	0,00	0,00	5,72	23,40	4,62	0,00	0,00	28,02
ПУ № 45	2414	3,01	0,59	0,00	0,00	3,60	7,26	1,44	0,00	0,00	8,70
ПУ № 46	4224	3,57	0,70	0,00	0,00	4,27	15,06	2,98	0,00	0,00	18,04
ПУ № 47	2925	5,73	1,13	0,00	0,00	6,86	16,76	3,31	0,00	0,00	20,07
ПУ № 48	3713	5,04	1,00	0,00	0,00	6,04	18,72	3,70	0,00	0,00	22,42
ПУ № 49	4754	3,53	0,70	0,00	0,00	4,23	16,78	3,32	0,00	0,00	20,10
ПУ № 50	3877	4,18	0,83	0,00	0,00	5,00	16,19	3,20	0,00	0,00	19,39
ПУ № 51	5443	3,57	0,70	0,00	0,00	4,27	19,41	3,83	0,00	0,00	23,24
ПУ № 52	8799	2,71	0,53	0,00	0,00	3,24	23,81	4,70	0,00	0,00	28,51
ПУ № 53	4626	2,55	0,50	0,00	0,00	3,05	11,78	2,33	0,00	0,00	14,11
ПУ № 54	3809	5,41	1,07	0,00	0,00	6,48	20,62	4,07	0,00	0,00	24,69
ПУ № 55	7159	4,58	0,91	0,00	0,00	5,49	32,82	6,48	0,00	0,00	39,30
ПУ № 56	4576	5,73	1,13	0,00	0,00	6,86	26,22	5,18	0,00	0,00	31,41
ПУ № 58	4684	5,60	1,11	0,00	0,00	6,71	26,24	5,19	0,00	0,00	31,43
Университетский ЭУ	7898	0,00	0,00	14,00	3,50	17,50	0,00	0,00	110,57	27,64	138,22
ПУ № 61	2768	0,00	0,00	6,84	1,71	8,55	0,00	0,00	18,94	4,73	23,67
ПУ № 63	4822	0,00	0,00	6,52	1,63	8,15	0,00	0,00	31,42	7,86	39,28
ПУ № 64	5127	0,00	0,00	7,64	1,91	9,55	0,00	0,00	39,15	9,79	48,94
Бованенковский ЭУ	5503	16,17	2,63	0,00	0,00	18,80	88,97	14,48	0,00	0,00	103,46
ПУ № 67	4165	8,23	1,34	0,00	0,00	9,57	34,29	5,58	0,00	0,00	39,87
ПУ № 68	1279	11,76	1,91	0,00	0,00	13,67	15,04	2,45	0,00	0,00	17,49
ПУ № 69	4426	14,70	2,39	0,00	0,00	17,09	65,06	10,59	0,00	0,00	75,65
ПУ № 70	6453	14,88	2,42	0,00	0,00	17,30	96,03	15,63	0,00	0,00	111,66
ПУ № 71	5121	13,23	2,15	0,00	0,00	15,38	67,74	11,03	0,00	0,00	78,77
Новопортовский ЭУ	6952	15,82	2,58	0,00	0,00	18,40	110,01	17,91	0,00	0,00	127,92
ПУ № 73	7279	16,37	2,66	0,00	0,00	19,03	119,14	19,39	0,00	0,00	138,53
ПУ № 74	2594	13,15	2,14	0,00	0,00	15,29	34,11	5,55	0,00	0,00	39,67
ПУ № 75	6515	19,56	3,18	0,00	0,00	22,75	127,46	20,75	0,00	0,00	148,21
ПУ № 76	2212	9,67	1,57	0,00	0,00	11,24	21,39	3,48	0,00	0,00	24,87
ПУ № 77	2706	16,08	2,62	0,00	0,00	18,69	43,50	7,08	0,00	0,00	50,58
ПУ № 78	4940	21,74	3,54	0,00	0,00	25,28	107,39	17,48	0,00	0,00	124,88

Окончание Приложения 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПУ № 79	4001	17,09	2,78	0,00	0,00	19,87	68,38	11,13	0,00	0,00	79,51
Зимний ЭУ	1115	3,90	0,00	0,00	0,00	3,90	4,35	0,00	0,00	0,00	4,35
ПУ № 80	3204	5,02	0,00	0,00	0,00	5,02	16,09	0,00	0,00	0,00	16,09
ПУ № 81	2576	4,29	0,00	0,00	0,00	4,29	11,04	0,00	0,00	0,00	11,04
ПУ № 82	6831	3,77	0,00	0,00	0,00	3,77	25,76	0,00	0,00	0,00	25,76
ПУ № 83	5149	5,71	0,00	0,00	0,00	5,71	29,42	0,00	0,00	0,00	29,42
ПУ № 84	5474	3,33	0,00	0,00	0,00	3,33	18,25	0,00	0,00	0,00	18,25
ПУ № 85	4439	3,43	0,00	0,00	0,00	3,43	15,22	0,00	0,00	0,00	15,22
ПУ № 86	2529	3,09	0,00	0,00	0,00	3,09	7,80	0,00	0,00	0,00	7,80
ПУ № 87	3836	4,71	0,00	0,00	0,00	4,71	18,08	0,00	0,00	0,00	18,08
Геофизический ЭУ	1010	4,29	0,81	0,00	0,00	5,10	4,33	0,82	0,00	0,00	5,15
ПУ № 57	5945	5,06	1,00	0,00	0,00	6,06	30,07	5,94	0,00	0,00	36,01
ПУ № 59	5691	4,93	0,80	0,00	0,00	5,74	28,08	4,57	0,00	0,00	32,65
ПУ № 60	8088	3,73	0,61	0,00	0,00	4,34	30,15	4,91	0,00	0,00	35,06
ПУ № 62	7198	3,90	0,63	0,00	0,00	4,53	28,06	4,57	0,00	0,00	32,63
ПУ № 65	4646	1,16	0,19	0,00	0,00	1,35	5,40	0,88	0,00	0,00	6,28
ПУ № 66	2927	3,19	0,52	0,00	0,00	3,71	9,34	1,52	0,00	0,00	10,86
ПУ № 72	8408	3,79	0,62	0,00	0,00	4,41	31,86	5,19	0,00	0,00	37,05
ПУ № 135	4864	2,04	0,39	0,00	0,00	2,42	9,90	1,88	0,00	0,00	11,78
ПУ № 136	2553	3,77	0,72	0,00	0,00	4,49	9,63	1,83	0,00	0,00	11,46
ПУ № 137	5315	3,77	0,72	0,00	0,00	4,49	20,05	3,81	0,00	0,00	23,85
ПУ № 138	5503	1,93	0,37	0,00	0,00	2,30	10,61	2,02	0,00	0,00	12,63
ПУ № 139	3965	3,60	0,68	0,00	0,00	4,28	14,28	2,71	0,00	0,00	16,99
ПУ № 140	3667	2,97	0,56	0,00	0,00	3,53	10,89	2,07	0,00	0,00	12,96
ПУ № 141	8339	2,12	0,40	0,00	0,00	2,52	17,69	3,36	0,00	0,00	21,05
ПУ № 142	4331	3,00	0,57	0,00	0,00	3,57	12,99	2,47	0,00	0,00	15,46
ПУ № 143	4610	4,20	0,80	0,00	0,00	5,00	19,36	3,68	0,00	0,00	23,04
ПУ № 144	6571	3,15	0,60	0,00	0,00	3,75	20,70	3,93	0,00	0,00	24,63
ПУ № 145	7797	5,14	0,98	0,00	0,00	6,12	40,10	7,62	0,00	0,00	47,72
ПУ № 146	5066	3,75	0,71	0,00	0,00	4,46	19,00	3,61	0,00	0,00	22,60
ПУ № 147	7436	3,00	0,57	0,00	0,00	3,57	22,31	4,24	0,00	0,00	26,55
ПУ № 148	5002	2,40	0,46	0,00	0,00	2,86	12,01	2,28	0,00	0,00	14,29
ПУ № 149	3373	2,25	0,43	0,00	0,00	2,68	7,59	1,44	0,00	0,00	9,03
ПУ № 150	6248	2,70	0,51	0,00	0,00	3,21	16,87	3,20	0,00	0,00	20,07
ПУ № 151	4065	1,71	0,33	0,00	0,00	2,04	6,97	1,32	0,00	0,00	8,29
ПУ № 152	3380	2,40	0,46	0,00	0,00	2,86	8,11	1,54	0,00	0,00	9,65
ПУ № 153	5979	3,09	0,59	0,00	0,00	3,67	18,45	3,50	0,00	0,00	21,96
ПУ № 154	3818	2,40	0,46	0,00	0,00	2,86	9,16	1,74	0,00	0,00	10,90
ПУ № 155	10007	1,71	0,33	0,00	0,00	2,04	17,16	3,26	0,00	0,00	20,42
ПУ № 156	7169	3,64	0,69	0,00	0,00	4,34	26,12	4,96	0,00	0,00	31,08
ПУ № 157	5608	2,55	0,48	0,00	0,00	3,03	14,30	2,72	0,00	0,00	17,02
ПУ № 158	5465	2,70	0,51	0,00	0,00	3,21	14,76	2,80	0,00	0,00	17,56
ПУ № 159	2822	1,71	0,33	0,00	0,00	2,04	4,84	0,92	0,00	0,00	5,76

Приложение 6. Начальные суммарные ресурсы углеводородов тоарского
регионального резервуара расчетных участков сибирского сектора Арктики

Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Площади эталонных и расчетных участков, км ²	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов УУВ эталонных и расчетных участков					Начальные суммарные ресурсы УУВ эталонных и расчетных участков				
		Газ свободный, млн м ³ /км ²	Конденсат, тыс. т/км ²	Нефть, тыс. т/км ²	Газ растворенный, млн м ³ /км ²	Всего УУВ, тыс. т/км ²	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ растворенный, млрд м ³	Всего УУВ, млн т
Балахнинский ЭУ	1765	7,41	0,39	0,00	0,00	7,80	13,08	0,69	0,00	0,00	13,77
РУ № 1	4059	5,53	0,29	0,00	0,00	5,82	22,46	1,18	0,00	0,00	23,64
РУ № 2	2740	7,66	0,40	0,00	0,00	8,06	20,98	1,10	0,00	0,00	22,08
РУ № 3	3324	5,14	0,27	0,00	0,00	5,41	17,08	0,90	0,00	0,00	17,97
РУ № 4	5250	5,71	0,30	0,00	0,00	6,01	29,97	1,58	0,00	0,00	31,54
РУ № 5	982	6,67	0,35	0,00	0,00	7,02	6,55	0,34	0,00	0,00	6,89
РУ № 6	1957	4,99	0,26	0,00	0,00	5,26	9,77	0,51	0,00	0,00	10,29
РУ № 7	3788	7,41	0,39	0,00	0,00	7,80	28,07	1,48	0,00	0,00	29,55
РУ № 8	7620	7,11	0,37	0,00	0,00	7,49	54,21	2,85	0,00	0,00	57,06
РУ № 9	3717	6,72	0,35	0,00	0,00	7,07	24,97	1,31	0,00	0,00	26,29
РУ № 10	8209	6,92	0,36	0,00	0,00	7,28	56,77	2,99	0,00	0,00	59,76
РУ № 11	4164	4,39	0,23	0,00	0,00	4,62	18,28	0,96	0,00	0,00	19,25
РУ № 12	2041	4,67	0,25	0,00	0,00	4,91	9,52	0,50	0,00	0,00	10,02
РУ № 13	5979	7,68	0,40	0,00	0,00	8,09	45,94	2,42	0,00	0,00	48,36
РУ № 14	4372	5,49	0,29	0,00	0,00	5,78	24,00	1,26	0,00	0,00	25,26
РУ № 15	2737	7,46	0,39	0,00	0,00	7,86	20,43	1,08	0,00	0,00	21,51
РУ № 16	4374	6,53	0,34	0,00	0,00	6,88	28,57	1,50	0,00	0,00	30,08
РУ № 17	3836	3,84	0,20	0,00	0,00	4,04	14,74	0,78	0,00	0,00	15,51
РУ № 18	1795	4,99	0,26	0,00	0,00	5,26	8,97	0,47	0,00	0,00	9,44
РУ № 19	7197	5,88	0,31	0,00	0,00	6,19	42,31	2,23	0,00	0,00	44,53
РУ № 20	6360	3,84	0,20	0,00	0,00	4,04	24,44	1,29	0,00	0,00	25,72
РУ № 21	5878	10,08	0,53	0,00	0,00	10,61	59,24	3,12	0,00	0,00	62,36
РУ № 22	4968	4,94	0,26	0,00	0,00	5,20	24,54	1,29	0,00	0,00	25,83
РУ № 23	3552	9,09	0,48	0,00	0,00	9,57	32,28	1,70	0,00	0,00	33,98
РУ № 24	6743	9,48	0,50	0,00	0,00	9,98	63,93	3,36	0,00	0,00	67,30
РУ № 25	5817	5,38	0,28	0,00	0,00	5,66	31,29	1,65	0,00	0,00	32,93
РУ № 26	5440	6,92	0,36	0,00	0,00	7,28	37,62	1,98	0,00	0,00	39,60
РУ № 27	2808	4,92	0,26	0,00	0,00	5,18	13,81	0,73	0,00	0,00	14,54
РУ № 28	4271	7,68	0,40	0,00	0,00	8,09	32,82	1,73	0,00	0,00	34,55
РУ № 29	3711	6,15	0,32	0,00	0,00	6,47	22,81	1,20	0,00	0,00	24,01
Малыгинско- Тамбейский ЭУ	6063	7,68	1,52	0,00	0,00	9,20	46,58	9,20	0,00	0,00	55,78
РУ № 30	5276	5,71	1,13	0,00	0,00	6,84	30,12	5,95	0,00	0,00	36,08
РУ № 31	6012	4,53	0,90	0,00	0,00	5,43	27,25	5,38	0,00	0,00	32,63
РУ № 32	3544	6,34	1,25	0,00	0,00	7,60	22,48	4,44	0,00	0,00	26,92
РУ № 33	6423	7,93	1,57	0,00	0,00	9,50	50,93	10,06	0,00	0,00	61,00
РУ № 34	6483	6,82	1,35	0,00	0,00	8,17	44,25	8,74	0,00	0,00	52,99

Продолжение Приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПУ № 35	6065	8,92	1,76	0,00	0,00	10,68	54,11	10,69	0,00	0,00	64,80
ПУ № 36	3270	8,92	1,76	0,00	0,00	10,68	29,17	5,76	0,00	0,00	34,93
ПУ № 37	4960	6,07	1,20	0,00	0,00	7,27	30,09	5,95	0,00	0,00	36,04
ПУ № 38	3393	5,55	1,10	0,00	0,00	6,65	18,83	3,72	0,00	0,00	22,56
ПУ № 40	2149	5,38	1,06	0,00	0,00	6,44	11,56	2,28	0,00	0,00	13,84
ПУ № 41	4704	4,68	0,93	0,00	0,00	5,61	22,03	4,35	0,00	0,00	26,39
ПУ № 42	7382	7,68	1,52	0,00	0,00	9,20	56,71	11,21	0,00	0,00	67,92
ПУ № 43	2787	6,24	1,23	0,00	0,00	7,48	17,40	3,44	0,00	0,00	20,84
ПУ № 44	2742	6,07	1,20	0,00	0,00	7,27	16,63	3,29	0,00	0,00	19,92
ПУ № 45	3726	6,34	1,25	0,00	0,00	7,60	23,64	4,67	0,00	0,00	28,31
ПУ № 46	3623	8,53	1,68	0,00	0,00	10,21	30,89	6,10	0,00	0,00	36,99
ПУ № 47	5596	6,42	1,27	0,00	0,00	7,69	35,95	7,10	0,00	0,00	43,05
ПУ № 48	4828	7,58	1,50	0,00	0,00	9,08	36,61	7,23	0,00	0,00	43,85
ПУ № 49	2222	5,00	0,99	0,00	0,00	5,98	11,10	2,19	0,00	0,00	13,29
ПУ № 50	9431	4,17	0,82	0,00	0,00	4,99	39,30	7,76	0,00	0,00	47,06
ПУ № 51	7342	6,15	1,21	0,00	0,00	7,36	45,12	8,92	0,00	0,00	54,04
ПУ № 55	585	2,60	0,51	0,00	0,00	3,12	1,52	0,30	0,00	0,00	1,82
ПУ № 58	5950	4,86	0,96	0,00	0,00	5,82	28,90	5,71	0,00	0,00	34,61
ПУ № 59	5700	6,91	1,37	0,00	0,00	8,28	39,41	7,79	0,00	0,00	47,20
ПУ № 167	4097	7,14	1,41	0,00	0,00	8,55	29,24	5,78	0,00	0,00	35,02
ПУ № 169	2138	5,90	1,17	0,00	0,00	7,06	12,61	2,49	0,00	0,00	15,10
ПУ № 174	2484	6,34	1,25	0,00	0,00	7,60	15,76	3,11	0,00	0,00	18,88
Университетский ЭУ	7898	0,00	0,00	23,96	7,24	31,20	0,00	0,00	189,25	57,17	246,42
ПУ № 52	10737	0,00	0,00	14,44	4,36	18,81	0,00	0,00	155,08	46,85	201,92
ПУ № 53	6031	0,00	0,00	12,58	3,80	16,38	0,00	0,00	75,87	22,92	98,79
ПУ № 54	6216	0,00	0,00	14,86	4,49	19,34	0,00	0,00	92,35	27,90	120,24
ПУ № 56	3067	0,00	0,00	22,46	6,79	29,25	0,00	0,00	68,91	20,82	89,72
ПУ № 57	2428	0,00	0,00	12,46	3,76	16,22	0,00	0,00	30,26	9,14	39,40
ПУ № 61	4426	0,00	0,00	19,97	6,03	26,00	0,00	0,00	88,37	26,70	115,07
ПУ № 62	6745	0,00	0,00	13,42	4,05	17,47	0,00	0,00	90,51	27,34	117,85
ПУ № 63	10150	0,00	0,00	12,11	3,66	15,77	0,00	0,00	122,95	37,14	160,09
Бованенковский ЭУ	4343	24,77	4,03	0,00	0,00	28,80	107,57	17,51	0,00	0,00	125,08
ПУ № 66	5747	18,36	2,99	0,00	0,00	21,35	105,50	17,17	0,00	0,00	122,68
ПУ № 67	3895	17,48	2,85	0,00	0,00	20,33	68,10	11,09	0,00	0,00	79,18
ПУ № 68	3127	17,48	2,85	0,00	0,00	20,33	54,68	8,90	0,00	0,00	63,58
ПУ № 69	3398	19,67	3,20	0,00	0,00	22,87	66,83	10,88	0,00	0,00	77,71
ПУ № 70	2871	24,98	4,07	0,00	0,00	29,04	71,71	11,67	0,00	0,00	83,38
ПУ № 71	5671	25,48	4,15	0,00	0,00	29,62	144,47	23,52	0,00	0,00	167,98
ПУ № 72	2794	24,77	4,03	0,00	0,00	28,80	69,21	11,27	0,00	0,00	80,47
Новопортовский ЭУ	6952	23,74	3,86	0,00	0,00	27,60	165,02	26,86	0,00	0,00	191,88
ПУ № 73	4971	16,62	2,70	0,00	0,00	19,32	82,59	13,44	0,00	0,00	96,03
ПУ № 74	3530	20,18	3,28	0,00	0,00	23,46	71,22	11,59	0,00	0,00	82,81
ПУ № 75	3239	13,56	2,21	0,00	0,00	15,77	43,94	7,15	0,00	0,00	51,09
ПУ № 76	2723	10,68	1,74	0,00	0,00	12,42	29,08	4,73	0,00	0,00	33,82
ПУ № 77	5966	23,74	3,86	0,00	0,00	27,60	141,60	23,05	0,00	0,00	164,65
ПУ № 78	2857	26,70	4,35	0,00	0,00	31,05	76,30	12,42	0,00	0,00	88,72
ПУ № 79	2085	23,74	3,86	0,00	0,00	27,60	49,48	8,05	0,00	0,00	57,53

Окончание Приложения 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
РУ № 80	2402	21,36	3,48	0,00	0,00	24,84	51,32	8,35	0,00	0,00	59,67
Зимний ЭУ	1115	5,40	0,00	0,00	0,00	5,40	6,02	0,00	0,00	0,00	6,02
РУ № 81	4033	5,03	0,00	0,00	0,00	5,03	20,28	0,00	0,00	0,00	20,28
РУ № 82	3456	5,11	0,00	0,00	0,00	5,11	17,66	0,00	0,00	0,00	17,66
РУ № 83	4952	5,64	0,00	0,00	0,00	5,64	27,92	0,00	0,00	0,00	27,92
РУ № 84	5788	5,02	0,00	0,00	0,00	5,02	29,06	0,00	0,00	0,00	29,06
РУ № 85	3969	6,23	0,00	0,00	0,00	6,23	24,73	0,00	0,00	0,00	24,73
РУ № 86	3118	7,58	0,00	0,00	0,00	7,58	23,64	0,00	0,00	0,00	23,64
РУ № 87	2987	6,07	0,00	0,00	0,00	6,07	18,12	0,00	0,00	0,00	18,12
РУ № 88	1189	4,06	0,00	0,00	0,00	4,06	4,83	0,00	0,00	0,00	4,83
РУ № 89	2969	4,27	0,00	0,00	0,00	4,27	12,68	0,00	0,00	0,00	12,68
РУ № 90	1949	4,27	0,00	0,00	0,00	4,27	8,33	0,00	0,00	0,00	8,33
РУ № 91	4190	6,14	0,00	0,00	0,00	6,14	25,74	0,00	0,00	0,00	25,74
РУ № 92	4908	5,19	0,00	0,00	0,00	5,19	25,48	0,00	0,00	0,00	25,48
Геофизический ЭУ	1010	6,64	1,26	0,00	0,00	7,90	6,71	1,27	0,00	0,00	7,98
РУ № 39	2597	3,69	0,70	0,00	0,00	4,39	9,59	1,82	0,00	0,00	11,41
РУ № 60	11668	4,65	0,88	0,00	0,00	5,53	54,22	10,30	0,00	0,00	64,52
РУ № 64	10569	3,32	0,63	0,00	0,00	3,95	35,11	6,67	0,00	0,00	41,77
РУ № 65	6511	3,94	0,75	0,00	0,00	4,68	25,63	4,87	0,00	0,00	30,50
РУ № 140	2828	2,64	0,50	0,00	0,00	3,14	7,46	1,42	0,00	0,00	8,87
РУ № 141	4740	3,69	0,70	0,00	0,00	4,39	17,49	3,32	0,00	0,00	20,81
РУ № 142	2657	5,47	1,04	0,00	0,00	6,51	14,53	2,76	0,00	0,00	17,29
РУ № 143	7424	4,18	0,79	0,00	0,00	4,98	31,05	5,90	0,00	0,00	36,95
РУ № 144	4225	3,83	0,73	0,00	0,00	4,55	16,17	3,07	0,00	0,00	19,24
РУ № 145	7105	3,83	0,73	0,00	0,00	4,55	27,19	5,16	0,00	0,00	32,36
РУ № 146	4638	3,44	0,65	0,00	0,00	4,10	15,98	3,03	0,00	0,00	19,01
РУ № 147	3498	2,72	0,52	0,00	0,00	3,24	9,53	1,81	0,00	0,00	11,34
РУ № 148	2679	3,28	0,62	0,00	0,00	3,90	8,79	1,67	0,00	0,00	10,46
РУ № 149	7622	2,81	0,53	0,00	0,00	3,35	21,43	4,07	0,00	0,00	25,50
РУ № 150	6140	4,37	0,83	0,00	0,00	5,20	26,85	5,10	0,00	0,00	31,95
РУ № 151	5500	5,98	1,13	0,00	0,00	7,11	32,87	6,24	0,00	0,00	39,11
РУ № 152	4857	4,37	0,83	0,00	0,00	5,20	21,24	4,03	0,00	0,00	25,28
РУ № 153	3696	5,62	1,07	0,00	0,00	6,69	20,79	3,95	0,00	0,00	24,74
РУ № 154	2296	5,38	1,02	0,00	0,00	6,40	12,35	2,34	0,00	0,00	14,69
РУ № 155	5160	4,18	0,79	0,00	0,00	4,98	21,58	4,10	0,00	0,00	25,68
РУ № 156	7593	4,50	0,85	0,00	0,00	5,35	34,16	6,49	0,00	0,00	40,65
РУ № 157	5560	3,72	0,71	0,00	0,00	4,42	20,67	3,93	0,00	0,00	24,60
РУ № 158	5002	4,51	0,86	0,00	0,00	5,37	22,56	4,28	0,00	0,00	26,85
РУ № 159	3790	4,10	0,78	0,00	0,00	4,88	15,54	2,95	0,00	0,00	18,49
РУ № 160	11390	2,64	0,50	0,00	0,00	3,14	30,03	5,70	0,00	0,00	35,73
РУ № 161	5831	5,27	1,00	0,00	0,00	6,27	30,74	5,84	0,00	0,00	36,58
РУ № 162	14256	3,83	0,73	0,00	0,00	4,55	54,56	10,36	0,00	0,00	64,92
РУ № 163	8948	4,06	0,77	0,00	0,00	4,83	36,34	6,90	0,00	0,00	43,24
РУ № 164	6081	2,64	0,50	0,00	0,00	3,14	16,03	3,04	0,00	0,00	19,07
РУ № 165	7063	3,44	0,65	0,00	0,00	4,10	24,33	4,62	0,00	0,00	28,95
РУ № 166	3762	3,96	0,75	0,00	0,00	4,72	14,91	2,83	0,00	0,00	17,74
РУ № 170	5567	4,43	0,84	0,00	0,00	5,27	24,66	4,68	0,00	0,00	29,34
РУ № 175	5281	3,55	0,67	0,00	0,00	4,23	18,77	3,56	0,00	0,00	22,33
РУ № 176	4192	3,69	0,70	0,00	0,00	4,39	15,47	2,94	0,00	0,00	18,41