

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
«ЯКУТСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК»
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



Севостьянова Розалия Федоровна

**Прогнозирование зон нефтегазонакопления в северо-западной части
Непско-Ботубинской нефтегазоносной области на основе
геофлюидодинамического анализа**

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

Диссертации на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель –
доктор геолого-минералогических наук,
Абукова Лейла Азретовна

Якутск, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ИСТОРИЧЕСКИЙ ОЧЕРК ОБ ОСНОВНЫХ ЭТАПАХ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ СЕВЕРА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО.....	11
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ.....	17
2.1. Литолого-стратиграфические условия.....	19
2.2. Тектоническое строение севера Непско-Ботуобинской антеклизы.....	25
2.3. Гидрогеологические условия.....	30
2.4. Общая характеристика нефтегазоносных отложений.....	44
ГЛАВА 3. ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ СЕВЕРА НЕПСКО- БОТУОБИНСКОЙ НГО.....	48
3.1. Геофлюидодинамика как современное направление анализа перспективности нефтегазоносных территорий (теоретический аспект).....	48
3.2. Ведущие факторы, определяющие геофлюидодинамические особенности, исследуемой территории.....	51
3.3. Методика геофлюидодинамического анализа нефтегазонакопления.....	61
3.4. Геофлюидодинамические различия в отдельных нефтегазоносных бассейнах.....	71
ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРАВЛЕННОСТИ ВТОРИЧНОЙ МИГРАЦИИ УВ НА ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО.....	79
4.1. Гидродинамические потенциалы месторождений УВ.....	79
4.2. Прогноз потенциальной зоны нефтегазонакопления в северо- западной части Непско-Ботуобинской НГО.....	97

4.3. Подсчет ресурсов УВ на северо-западной части Непско-Ботубинской НГО.....	106
4.4. Рекомендации по направлению дальнейших научных исследований и постановке первоочередных нефтегазопоисковых работ на северо-западе Непско-Ботубинской НГО.....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
СПИСОК РИСУНКОВ.....	148
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	151

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность

Эффективное использование нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» и газопровода «Сила Сибири» требует наращивания ресурсной базы углеводородов на территории Восточной Сибири. Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции по величине разведанных запасов и прогнозных ресурсов УВ является одним из наиболее перспективных на нефть и газ геологических регионов Сибирской платформы. Однако степень ее изученности остается неравномерной. В число важных, но малоизученных вопросов входят: генезис и региональное распространение области проявления субгидростатических пластовых давлений, механизмы нефтегазонакопления в условиях дефицита пластовых давлений, и влияние на пространственное положение прогнозных скоплений УВ геофлюидодинамической неоднородности. Диссертация посвящена изучению этих вопросов, что определяет ее актуальность.

Цель и задачи исследования

Цель исследования – научное обоснование особенностей формирования зон нефтегазонакопления в условиях геофлюидодинамической неоднородности подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО.

Основные задачи:

1. Сбор, систематизация и обобщение опубликованных и фондовых геолого-геофизических материалов подсолевого этажа севера НБ НГО;
2. Анализ геолого-тектонических, литолого-стратиграфических и гидрогеологических условий миграции и аккумуляции УВ в пределах венд-нижнекембрийского комплекса севера НБ НГО;
3. Сравнительный анализ геофлюидодинамических особенностей нефтегазонакопления основных продуктивных комплексов севера НБ НГО и сопредельных территорий;
4. Детализация представлений о пространственном размещении в пределах северо-западной части НБ НГО прогнозных зон нефтегазонакопления.

Степень разработанности

Существенный вклад в изучение геофлюидодинамических условий генерации и аккумуляции УВ на Непско-Ботуобинской антеклизе внесли А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, Е.А. Басков, М.Б. Букаты, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, Л.А. Грубов, А.Е. Гуревич, Т.И. Гурова, А.А. Дзюба, И.В. Литвинова, Н.В. Мельников, М.Н. Назарова, Д.А. Новиков, В.В. Павленко, А.В. Погодаев, Е.В. Пиннекер, Р.С. Семашев, А.И. Сурнин, Г.Ф. Степаненко, С.Л. Шварцев, Г.Г. Шемин, О.В. Шиганова, А.Б. Фукс, Б.А. Фукс, Л.С. Чернова, Ю.И. Яковлев и другие специалисты.

Однако, после более полувековой истории изучения геофлюидодинамики до сих пор остаются актуальными некоторые вопросы. Здесь неравномерно распределены материалы гидрогеологического и гидрогеохимического опробования. Эти материалы дают ценную информацию для расчетов гидродинамических потенциалов, результаты которых дают возможность сделать выводы о направлении течения флюидов, чему посвящена данная диссертационная работа.

Объект исследований – венд-нижнекембрийский терригенно-карбонатный комплекс отложений подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО).

Предмет исследований – геофлюидодинамические механизмы нефтегазонакопления в пределах подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО.

Научная новизна результатов исследования

1. Выявлены ведущие факторы формирования геофлюидодинамической неоднородности продуктивных объектов исследуемой территории, к которым отнесены тектонические, геодинамические, литологические и мерзлотные условия;

2. Выполнено районирование территории севера Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилуйской синеклизы по преобладающему типу геофлюидодинамического режима аккумуляции УВ;

3. Обоснован механизм разнонаправленной миграции УВ и пластовых вод в зонах дефицита пластовых давлений в подсолевых продуктивных отложениях НБ НГО. Показано, что этот механизм ограничивает возможность добычи природных вод, обогащенных промышленно ценными компонентами, но способствует накоплению на технически доступных глубинах водорода и гелия.

4. Установлена приуроченная к определенным интервалам разреза венд-кембрийского терригенно-карбонатного комплекса отложений северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО локализация пониженных гидродинамических потенциалов, на этой основе в пределах энергетического минимума прогнозируется размещение зоны нефтегазонакопления, ранее неустановленной другими методами.

Теоретическая и практическая значимость результатов

Выполненные геофлюидодинамические исследования продуктивных комплексов и прогноз характера изменения гидродинамических параметров в северо-западной части рассматриваемой территории, дают возможность повысить уровень научного обоснования новых перспективных объектов на нефть и газ на лицензионных участках ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания» и ПАО НК «Роснефть».

Методы исследования и фактический материал

Методы исследования: анализ и обобщение литературных и фондовых материалов по геолого-тектоническому строению, гидрогеологическим условиям генерации и аккумуляции нефти и газа; специальные методы оценки достоверности данных по гидродинамическому опробованию глубоких скважин и гидрохимическому составу подземных вод; методы и картирование расчетов гидродинамических потенциалов; методы автоматизированного картирования величин в программном обеспечении Golden Software Surfer и др.

Фактический материал. В анализ вовлечены материалы по геолого-геофизическим, гидродинамическим и гидрохимическим условиям разведочных площадей и месторождений УВ севера НБ НГО, заимствованные из фондов научных и производственных организаций (ПГО «Ленанефтегазгеология», ОАО

«Якутскгеофизика», ОАО «Якутгазпром», АО «ВНИГРИ», ОАО «Саханефтегаз», АО «СНИИГГиМС», ФГБУН «ИНГГ СО РАН», ФГБУ «ВНИГНИ», ЯИГН СО РАН, ФГБУН «ФИЦ «ЯНЦ СО РАН»» ИПНГ СО РАН, геолфонды Якутии и др.).

Положения, выносимые на защиту

1. Пространственное положение зон нефтегазонакопления в пределах северной части Непско-Ботуобинской антеклизы, вызванное резкой сменой депрессионного гидродинамического режима (север Непско-Ботуобинской антеклизы) на репрессионный (Хапчагайский мегавал, Вилуйская синеклиза). Эта региональная геофлюидодинамическая особенность контролирует расположение продуктивных объектов по разрезу осадочного чехла.

2. Сопряжение разнонаправленной внутрипластовой миграции газовых и жидких флюидов: восходящая миграция газа и нисходящая миграция нефти и подземных вод, что является физическим следствием гидродинамической закрытости подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО.

3. Геофлюидодинамическое обоснование двух частично совмещенных по разрезу прогнозных зон нефтегазонакопления, приуроченных к замкнутым минимумам гидродинамического потенциала и локализованных в моноклинальных условиях на Джункунском лицензионном участке в пределах улаханского и ботуобинского горизонтов. Оценка условных ресурсов УВ по категориям D_2 и D_1 и рекомендованный комплекс геолого-геофизических исследований, включая бурение скважины в контуре совмещения выделенных перспективных объектов со вскрытием кристаллического фундамента на глубине 2000 м.

Степень достоверности результатов

Достоверность результатов исследований обеспечена использованием большого объема фактических геолого-геофизических данных, фондовых источников и опубликованных работ. Материалы исследований прошли апробацию путем опубликования в отраслевых изданиях, докладывались на различных научно-практических конференциях.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: 72 Международной молодежной научной конференции «Нефть и Газ – 2018», (г. Москва, 2018 г.); VII-XV Всероссийских научно-практических конференциях «Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России» (г. Якутск, 2017-2025 гг.); V Всероссийском научном молодежном геокриологическом форуме с международным участием «Реакция криолитозоны на изменение климата» (г. Якутск, 2018 г.); Молодежных научных конференциях «Актуальные проблемы нефти и газа» (г. Москва, 2022, 2023 гг.); Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2023 г.» (г. Новосибирск, 2023 г.); Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа» (г. Новосибирск, 2024 г.).

Научная специальность, которой соответствует диссертация

Диссертация соответствует направлениям исследований п. 1 «Условия образования месторождений нефти и газа: - условия формирования скоплений нефти и газа в земной коре (генерация, миграция и аккумуляция углеводородов)», п. 2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений: - подходы к нефтегазогеологическому районированию недр, выделению зон нефтегазонакопления» паспорта специальности 1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Полнота изложения материалов диссертации в опубликованных работах

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 22 научных работах на тему диссертации, включающих 7 статей в журналах из перечня ВАК РФ.

Общий объем опубликованных работ составил 9,09 п.л. (авторских – 6,92 п.л.).

Личный вклад автора

Автором лично собран и обработан представительный объем опубликованных и фондовых материалов по структурно-тектоническим и геофлюидодинамическим особенностям венд-нижнекембрийских, терригенно-карбонатных продуктивных отложений Непско-Ботуобинской НГО и сопредельных территорий. Детализированы представления о продуктивности ботуобинского и улаханского горизонтов вендского терригенного комплекса в пределах малоизученной северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО на основе гидродинамических данных. При этом выполнены следующие виды работ:

- сбор, обобщение и анализ достоверности исходного материала по результатам гидродинамического опробования ряда поисковых скважин, стратификации разреза, фазовым характеристикам УВ основных продуктивных горизонтов;
- расчеты, положенные в основу построения гидродинамических потенциалов;
- картирование значений гидродинамических потенциалов, на этой основе получение пересечений изопотенциалов со структурными поверхностями для выделения замкнутых гидродинамических минимумов (более 2000 точек);
- построения геофлюидодинамических карт продуктивных отложений в программе Golden Software Surfer;
- интерпретация результатов гидродинамических расчетов с целью уточнения пространственной локализации перспективных, но ранее невыявленных зон нефтегазонакопления.

Структура работы

Общий объем диссертационной работы составляет 152 страницы. Работа состоит из введения, 4 глав, заключения, содержит 42 рисунка, 16 таблиц. Библиографические ссылки включают 188 наименований.

Благодарности

Автор сердечно благодарит научного руководителя – д.г.-м.н. Л.А. Абукову за постоянную поддержку и советы при написании этой работы.

Большую помощь оказали д.т.н. М.Д. Соколова, д.т.н. И.И. Рожин, к.г.-м.н. А.В. Погодаев, к.т.н. В.А. Будугаева, к.т.н. М.И. Слепцова, В.И. Таран, А.П. Оболкин, К.А. Павлова. Искренняя признательность сотрудникам лаборатории геологии месторождений нефти и газа Института проблем нефти и газа СО РАН за совместную работу, что послужило основой понимания закономерностей формирования и размещения скоплений УВ в пределах НБ НГО.

Мой глубокий поклон ушедшему от нас д.г.-м.н. В.С. Ситникову, моему первому научному наставнику, при профессиональной поддержке которого были сделаны первые шаги в обретении знаний по геологии нефти и газа Якутии.

От всей души благодарю родителей, членов семьи и близких за всестороннюю поддержку моего стремления заниматься научной работой.

ГЛАВА 1. ИСТОРИЧЕСКИЙ ОЧЕРК ОБ ОСНОВНЫХ ЭТАПАХ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ СЕВЕРА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО

Охватывая весь период изучения предмета исследований этой диссертационной работы, отметим, что большой вклад в изучение геофлюидодинамических условий генерации и аккумуляции УВ в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы внесли Л.А. Абукова, А.С. Анциферов, Е.А. Басков, М.Б. Букаты, В.Е. Бакин, Е.И. Бодунов, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.А. Граусман, Л.А. Грубов, А.Е. Гуревич, Т.И. Гурова, А.А. Дзюба, А.А. Карцев, В.М. Максимов, В.М. Матусевич, Н.В. Мельников, М.Н. Назарова, Д.А. Новиков, В.В. Павленко, А.В. Погодаев, Е.В. Пиннекер, В.П. Савченко, Р.С. Семашев, В.И. Скутин, А.И. Сурнин, С.Л. Шварцев, Г.Г. Шемин, В.П. Шугрин, А.Б. Фукс, Б.А. Фукс, Л.С. Чернова, И.И. Юрчик, Ю.И. Яковлев и др.

В настоящей работе в истории изучения геофлюидодинамических условий генерации и аккумуляции УВ Непско-Ботуобинской антеклизы, автором выделено три основных этапа, каждый из которых тесно связан с ходом геологоразведочных работ на подземные воды, углеводороды и другие полезные ископаемые. Так, истоки знаний о гидрогеологии края формировались в длительный дореволюционный период изучения вод верхних горизонтов и связанных с ними мерзлотными процессами (А.В. Львов, Г. Майдель, К.А. Воллосович и др.). Это дало возможность Н.И. Толстихину выдвинуть идею о проявлении с глубиной региональной зоны дефицита пластовых давлений [43]. А.В. Флерова описала воды нижнего кембрия, химические параметры которых можно было рассматривать как благоприятные признаки нефтегазоносности. В военные годы Г.Д. Севонько по материалам Чекиямской нефтеразведки прогнозировал развитие гидрохимической зональности, которая проявлялась сменой по глубине вод от пресных гидрокарбонатных до соленых хлоридно-кальциевых [96].

В послевоенные годы гидрогеологические работы концентрировались на поисках источников питьевого водоснабжения, попутно по выходам вод в зонах тектонических нарушений исследовались воды кембрия и отчасти архея. Большое значение имело бурение первой гидрогеологической скважины, подтвердившей развитие субгидростатического режима в районе г. Якутска [96].

С 50-х годов началось широкое развитие работ в области нефтегазопроисводческой гидрогеологии: на основе детальных исследований Л.А. Грубовым были сделаны первые выводы о нефтегазоносности отдельных структур платформенной части Якутии [34]. Особенностью этого этапа стала совместная работа производственных и научных организаций, таких как: Якутская центральная геолого-съемочная экспедиция, ВСЕГЕИ, Якутский филиал СО АН СССР, Института мерзлотоведения СО АН СССР и др. Проводимые работы по поиску и разведке минеральных и термальных вод во многом уточнили общую гидрогеологическую (и геотермобарическую) обстановку горизонтов, связанных с генерацией и аккумуляцией УВ [94, 129, 130].

В 60-х – 70-х годах Непско-Ботуобинская антеклиз (А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев и др., 1975 г.) [48] после открытия Среднеботуобинского НГКМ в 1975 г. была названа в числе приоритетных объектов геологоразведочных работ на нефть и газ [71]. Гидрогеологическое обоснование поисков месторождений углеводородов с позиций гидрогеологии, геодинамики, гидрохимии дано Т.Ф. Антоновой, А.С. Анциферовым, Е.А. Басковым, Г.Я. Богдановым, Г.Д. Гинсбургом, Е.В. Ильиной, В.В. Павленко, А.И. Косолаповым и другими специалистами [5, 13, 17, 24, 28, 31, 42, 55]. Была построена карта гидрогеологического районирования Сибирской платформы Басковым Е.А. (рисунок 1) [72]. На основании проведенной стратификации разреза выделены Анциферовым А.С. [5] три гидрогеологические формации (надсолевой, соленосный и подсолевой), а также установлена единая гидродинамическая система в подсолевом этаже, проявление вертикальной гидрохимической и гидродинамической зональности. За эти годы проводились детальные работы по палеогидрогеологическому анализу нефтегазообразования и

нефтегазонакопления Непско-Ботуобинской антеклизы, предложены первые гипотезы формирования устойчивого и нарастающего с глубиной проявления дефицита пластового давления [16, 30, 77, 139,140].

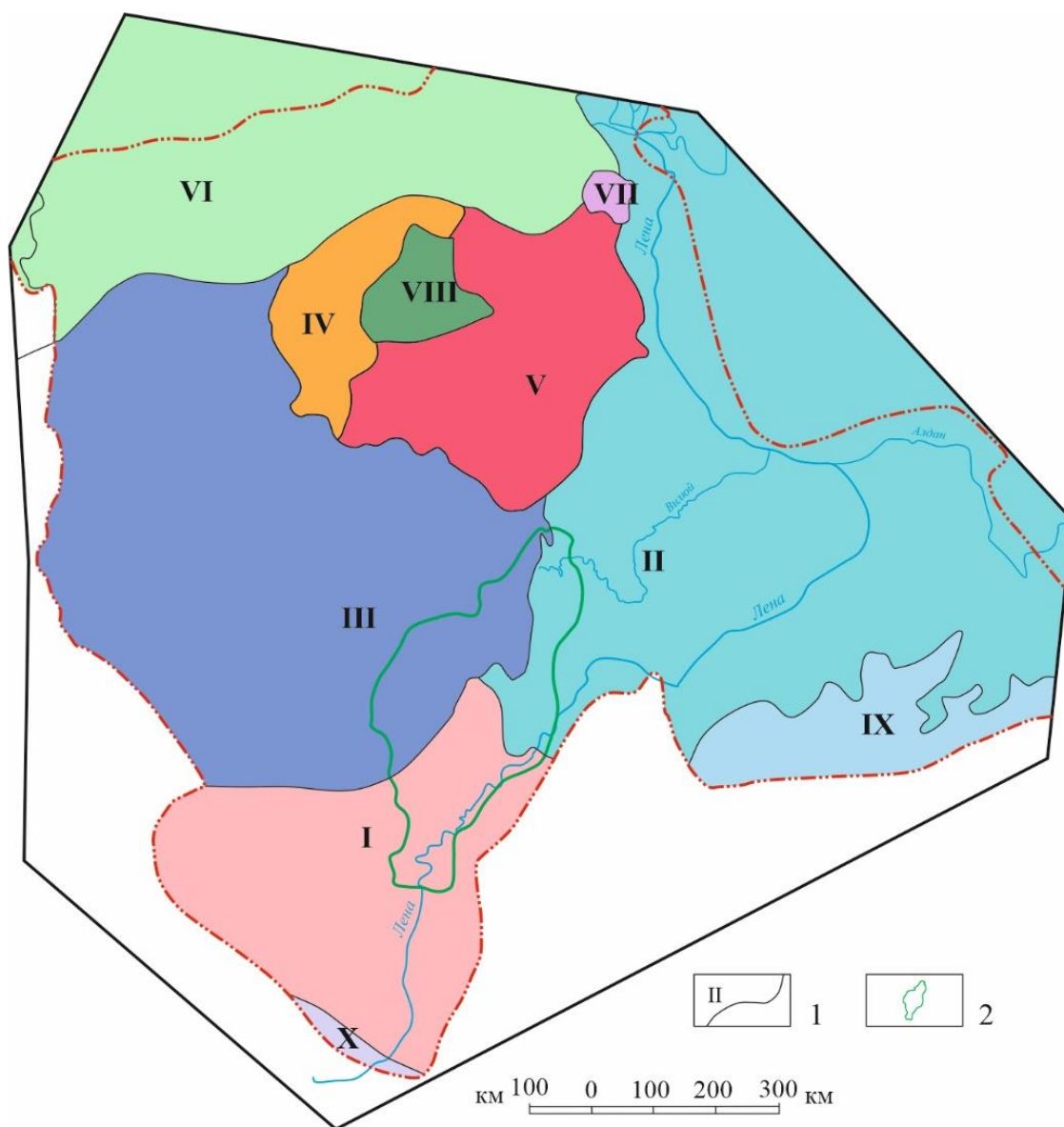


Рисунок 1 – Схема гидрогеологического районирования Сибирской платформы (по Е.А. Баскову) [9, 72]

Условные обозначения: 1 – границы гидрогеологических районов (бассейнов): I – Ангара-Ленский, II – Якутский, III – Тунгусский, IV – Котуйский, V – Оленекский, VI – Хатангский, VII – Сололийский, VIII – Анабарский, IX – Алданская, X - Шарыжалгайский; 2 – Непско-Ботуобинская антеклиза.

Важно отметить, что в этот период на материалах Восточной Сибири апробировались многие научные идеи, некоторые из них впоследствии сформировались в самостоятельные научные направления.

Е.В. Пиннекер заложил основы гидрогеодинамики, расширив область изучения традиционной гидродинамики с физических закономерностей движения вод, на неразрывно связанное с миграцией подземных флюидов (воды, нефти, газов) физико-химическое взаимодействие вод с горными породами, переходом вод из одного фазового состояния в другое. Им впервые была предложена классификация гидрогеодинамических систем земной коры. Большое значение придавал учету разномасштабной фильтрационной и, как следствие, геофлюидодинамической неоднородности [80], что важно для темы настоящего диссертационного исследования. Кроме того, Е.В. Пиннекер анализировал механизмы возникновения пластовых давлений ниже гидростатических на севере Восточной Сибири, соглашаясь с правомочностью моделей деградации многолетней мерзлоты снизу [124], разгрузкой газонасыщенных вод по разломам [77], температурной инверсией, образованием кристаллогидратов [32], он писал «... Как показывает детальный анализ гидрогеологических условий Восточной Сибири, главными причинами снижения пластового давления являются изменения гипсометрического положения водовмещающих пород, уменьшение объема подземных вод и увеличение объема порового пространства» [27].

В 80-х гг. начались планомерные исследования проявлений дефицита пластового давления на севере Восточной Сибири. Это исследования А.С. Анциферова, В.И. Вожова, В.Е. Бакина, Г.Я. Богданова, А.А. Граусмана, А.А. Карцева, Р.Г. Семашева, А.Б. Фукса, Б.А. Фукса, Ю.И. Яковлева [5, 6, 9, 13, 26, 45, 128, 149, 179].

В современный период изучения продуктивности недр севера Восточной Сибири (с 80-х годов до настоящего времени) Непско-Ботуобинская антеклиз в связи с открытием Среднеботуобинского, Чаядинского и Талаканского НГКМ с уникальными запасами газа и значительными запасами нефти обрела статус стратегически важной минерально-сырьевой базы для наращивания

углеводородного потенциала [10], а также освоения запасов гелия и гидроминерального сырья Сибири и РФ в целом [14, 50]. На этом этапе на основе анализа материалов по Восточной Сибири, в целом, и Непско-Ботуобинской антеклизы, в частности, был сформулирован ряд научных положений, во многом составивших теоретическую базу нефтегазовой геофлюидодинамики.

К ним можно отнести прежде всего доказательства ведущей роли соленосных отложений, многолетнемерзлых пород, тектонического фактора, плотностных различий подземных вод и углеводородных флюидов в формировании геофлюидодинамической неоднородности продуктивных отложений района исследований.

В этом плане большую роль сыграли исследования А.А. Граусмана, А.С. Гуревича, А.В. Мигурского, А.Б. Фукса, Б.А. Фукса позднее А.В. Погодаева, М.Н. Назаровой, Д.А. Новикова, В.В. Шепелева, И.И. Юрчик и целого ряда других исследователей.

Большую роль в научном обосновании перспектив нефтегазоносности разработки технологий вскрытия и опробования продуктивных пластов Восточной Сибири в этот период сыграли такие организации, как ПГО «Ленанефтегазгеология», АО «Якутскгеология», ОАО «Саханефтегаз», АО «Якутскгеофизика», ИПНГ СО РАН, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГиМС, ФГБУ «ВНИГНИ», ФГУП «ВНИГРИ», НПО «Нефтегеофизика», НПО «Союзпромгеофизика», институты СО АН СССР, МИНХиГП, МГУ.

В результате анализа истории развития геологических и гидрогеологических работ на нефть и газ исследуемой территории, сделана таблица исторической периодизации основных результатов этих работ (таблица 1). Выделено 3 этапа и дана их краткая характеристика.

Таблица 1 – Историческая периодизация основных геологических и гидрогеологических результатов севера Непско-Ботуобинской НГО

Исторический период	Геологические результаты	Гидрогеологические результаты
1-ый этап. Конец XIX в. – довоенный – военный период.	Накопление геологического материала, позволившего к 30-м годам века приступить к организации поисков нефти в нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы.	Первые исследования по гидрогеологической стратификации разреза, изучение мерзлотно-геотермических условий верхних горизонтов, поиск источников водоснабжения, анализ причин найденных гидрохимических аномалий, связанных с наличием в разрезе раппоносных рассолов.
2-ой этап. 1945 г. – вторая половина 80-х годов XX в.	Активный разворот работ по изучению нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы. Открытие крупных месторождений УВ.	Установление областей питания, движения и разгрузки вод глубоких горизонтов. Первые работы по описанию депрессионного характера геофлюидодинамического режима. Выявление связи пластовых давлений с мощностью солей. Оценка гидроминерального потенциала подземных вод.
3-ий этап. Вторая половина 80-х годов XX в. по настоящее время.	Поиск сложнопостроенных месторождений, в том числе расположенных во внеструктурных условиях.	Изучение особенностей проявления геофлюидодинамических режимов в пределах исследуемой территории. Детализация на этой основе положения новых невыявленных зон нефтегазонакопления.

Таким образом, после более полувековой истории изучения геофлюидодинамики до сих пор остаются актуальными некоторые вопросы. Здесь неравномерно распределены материалы гидрогеологического и гидрогеохимического опробования. Эти материалы дают ценную информацию для расчетов гидродинамических потенциалов, результаты которых дают возможность сделать выводы о направлении течения флюидов, чему посвящена данная диссертационная работа.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ

Непско-Ботуобинская антеклиза Сибирской платформы входящая в одноименную нефтегазоносную область, в современном тектоническом плане представляет собой положительную надпорядковую структуру, формировавшуюся продолжительное время (рисунок 2.1).

Выявленные здесь залежи УВ приурочены к маломощным горизонтам терригенного и карбонатного составов, осложненные разломно-блоковым строением и резко изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами. Наиболее перспективные терригенные пласты вендского возраста сосредоточены в низах осадочного чехла. Распространение раннекембрийских карбонатных коллекторов достаточно сложное в связи с чем их распространение и толщины с трудом прогнозируются как в региональном плане, так и непосредственно на отдельных площадях [73].

Разрез характеризуется наличием сложнопостроенной соленосной толщи, которая является региональным флюидоупором, определяет этажность гидрогеологического строения, поэтому устанавливает различия в гидрогеохимических и гидродинамических условиях рассматриваемой территории. Принципиально важная функция соленосной толщи – в обеспечении на протяжении более, чем 500 млн. лет геофлюидодинамической закрытости подсолевого комплекса, с которым связаны основные ресурсы УВ [5].

К настоящему времени в Непско-Ботуобинской антеклизе установлена промышленная нефтегазоносность во всех коллекторах вендского терригенного, карбонатного венд-кембрийского и нижнекембрийского комплексов (вилючанском, телгеспитском, харыстанском, улаханском, хамакинском, талахском, ботуобинском, юряхском, осинском горизонтах).

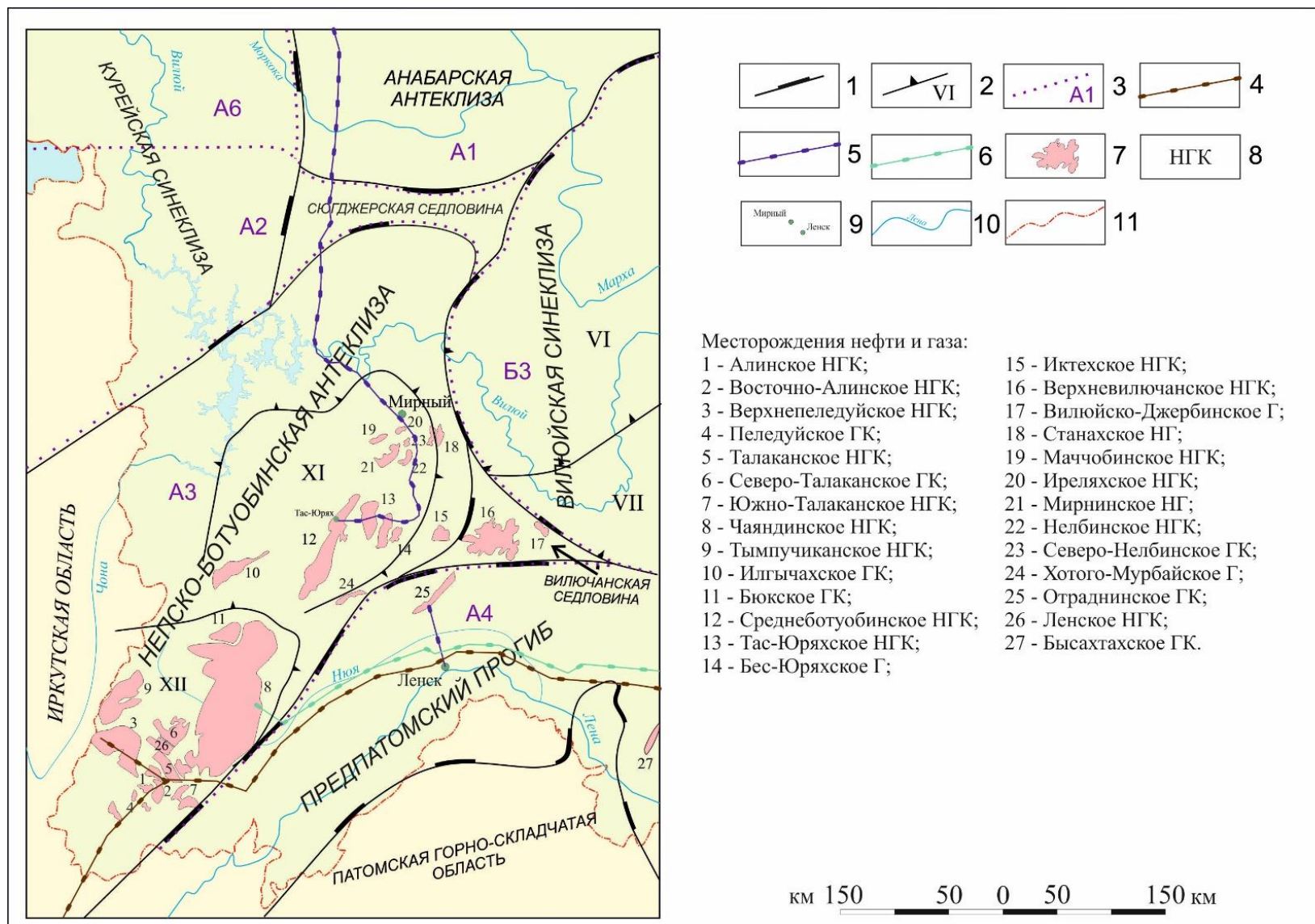


Рисунок 2.1 – Обзорная схема северной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф., 2018 г. по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», АО «Якутскгеофизика») [182, 184]

Условные обозначения: 1 – границы надпорядковых структур; 2 – границы структур I порядка: XI – Мирнинский выступ, XII – Непско-Пеледуйский свод, VI – Ыгыаттинская впадина, VII – Сунтарский свод; 3 – границы нефтегазоносных областей: А1 – Анабарская, А2 – Катангская, А3 – Непско-Ботуобинская, А4 – Предпатомская, А6 – Курейская, Б3 – Западно-Вилуйская; 4 – фрагмент магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВС-ТО); 5 – фрагмент действующей региональной системы газообеспечения Таас-Юрях – Айхал и Отрадинское ГКМ – Ленск; 6 – действующий магистральный газопровод Сила Сибири; 7 – месторождения нефти и газа; 8 – фазовый состав залежей; 9 – основные населенные пункты; 10 – крупные реки; 11 – административные границы.

2.1. Литолого-стратиграфические условия

В осадочном чехле Непско-Ботуобинской антеклизы выявлены терригенно-карбонатные и галогенно-карбонатные отложения венда и кембрия. Ниже приводится литолого-стратиграфическая характеристика разреза в соответствии со стратиграфической схемой, принятой в ПГО «Ленанефтегазгеология» и утвержденной Сибирским РМСК в 1986 г.

Схема корреляции литолого-стратиграфических колонок по скважинам представлена ниже на рисунке 2.2.

Нижний протерозой

Архейско-нижнепротерозойскими метаморфическими и интрузивными образованиями (гнейсы, кварциты, гранито-гнейсы) сложен кристаллический фундамент на территории исследования. Породы фундамента по данным опорного и параметрического бурения залегают на глубинах 1800-2500 м.

Венд

Курсовская свита (Vkr). По данным бурения мощность свиты составляет от 0 м (Хайская скв.704, Сюльдюкарская 1-П) до 12-35 м (Маччобинские скважины). Отличается резкой изменчивостью мощностей и пестротой литологического

состава. Данная свита сложена гравелитами, песчаниками, аргиллитами и алевролитами. По данным СНИИГГиМС, выделяются два основных типа разреза песчаников *курсовской свиты* (улаханский пласт) – Иреляхский и Среднеботуобинский. Улаханский пласт Иреляхской зоны в нижней части сложен переслаиванием глин и алевролитов с отдельными прослоями гравелитистых песчаников; в верхней – монолитным песчаниковым телом мощностью от 18 до 7 м. Улаханский пласт Среднеботуобинской зоны уменьшается в мощности от 16 м на севере Среднеботуобинской площади, до полного литологического замещения вдоль линии скважин №27 и №2331. На севере Среднеботуобинской площади он представлен монолитным пластом песчаников, вероятно, пляжного происхождения.

Вышележащий иктехский комплекс венда (*бюкская, успунская и кудулахская свиты*) сложен преимущественно сульфатно-карбонатными породами.

Бюкская свита (Vbk) состоит из двух подсвит. С нижней подсвитой связан продуктивный основной горизонт Непско-Ботуобинской антеклизы – ботуобинский. На площади работ в нижней подсвите в разрезах скважин установлены кварцевые песчаники, аргиллиты, алевролиты и прослои доломитов. Подсвита отсутствует в скважинах Кубалахской площади. Толщина составляет 0-11 м.

Верхнебюкская подсвита (Vbk₂) сложена доломитами, ангидритизированными доломитами, ангидритами с редкими прослоями аргиллитов. Толщина возрастает в юго-восточном и восточном направлении с 35 до 122 м.

Успунская свита (Vus) сложена мергелями, известняками, доломитами, ангидритами аргиллитами в кровельной части. Толщина составляет 81-86 м.

В *кудулахской свите (Vkd)* выявлены доломиты с прослоями аргиллитов в средней части, мергели, ангидритами. Толщина свиты составляет 84-109 м. В верхней части присутствует пачка (до 15 м) неглинистых доломитов, содержащая оолито-водорослевые прослои.

Венд-кембрий

Юряхская свита ($V-E_1 jurh$), датируется переходным венд – нижнекембрийским возрастом. Свита разделяется на две подсвиты. *Нижняя подсвита* ($V-E_1 jurh_1$) сложена на западе аргиллитами, на остальной площади – ангидритизированными доломитами, аргиллитами. Толщина составляет 19-21 м. *Верхняя подсвита* ($V-E_1 jurh_2$) представлена доломитами и доломитизированными известняками с прослоями мергелей и аргиллитов. Толщина подсвиты составляет 35-46 м. В свите выделено три проницаемых пласта, входящих в состав юряхского продуктивного горизонта [61].

Кембрийская система

Нижнекембрийские отложения в пределах района исследований включают билирскую, юрегинскую, нелбинскую, эльгянскую, толбачанскую, олекминскую, чарскую свиты.

Билирская свита ($E_1 b_l$) сложена трещиноватыми и кавернозными доломитами, органогенными известняками с прослоями мергелей и аргиллитов.

Нижняя подсвита ($E_1 b_{l1}$) менее изменчива, её мощность обычно составляет 20-30 м. Верхняя её подсвита соответствует осинскому продуктивному горизонту.

Мощность верхнебилирской подсвиты ($E_1 b_{l2}$) изменяется от 25 до 60 м по всем изученным месторождениям с заметными колебаниями в пределах каждой из площадей, что связано с присутствием органогенных разностей карбонатных пород. Выше в разрезе залегают отложения, представленные переслаиванием доломитов, известняков, ангидритов и каменной соли. Они включают хорошо коррелирующиеся по региону свиты: юрегинскую, нелбинскую, эльгянскую, толбачанскую, олёкминскую и чарскую. Соленосными являются юрегинская, толбачанская, чарская свиты. В северной части площади юрегинские соли замещаются на аргиллиты и мергели сыгдахской свиты. Мощность нижнекембрийской части разреза на площади составляет порядка 1250-1300 м.

Завершает нижнекембрийские осадки *ичерская свита* ($E_{1-2} ic$), являющаяся переходной между нижним и средним кембрием. Толщина свиты составляет 43-54 м. Сложена она в основном известняками, ангидритизированными доломитами.

Среднекембрийские образования представлены верхней частью *ичерской, метегерской и нижнебордонской свитами*. Последняя свита составляет нижнюю часть верхоленской серии. Минимальные толщины среднекембрийских образований, в местах выходов на дневную поверхность составляют от 200 м до 380 м в полных разрезах к северо-востоку. Среднекембрийские отложения сложены карбонатными породами в нижней части (*ичерская, метегерская свиты*) и глинисто-карбонатными – в верхней (*верхнебордонская свита*).

Завершает разрез карбонатно-глинистые породы верхнего кембрия – *верхоленская серия* в составе *верхнебордонской, джуктинской, чарголской (илгинской) свит*. Максимальная мощность этих отложений по данным геологической съёмки оценивается в 300 и более метров. Серия представлена *верхнебордонской и джуктинской свитами* сложенных переслаиванием мергелей и аргиллитов, доломитов и известняков. *Чарголская свита* завершает серию. Сложена мергелями, аргиллитами, прослоями доломитов алевролитов и песчаников.

Ордовикская система

Отложения ордовика залегают на верхнекембрийских породах без следов перерыва и выделяются в северной части района исследований. Представлены нижнеордовикскими отложениями *балыктахской (устькутской) свиты* толщиной 60-80 м. Свита сложена известковистыми доломитами, алевролитами, известняками.

Южно-Джункунская скв. 591

Хайская скв. 702

Кубалахская скв. 704

Чемпурекская скв. 2831

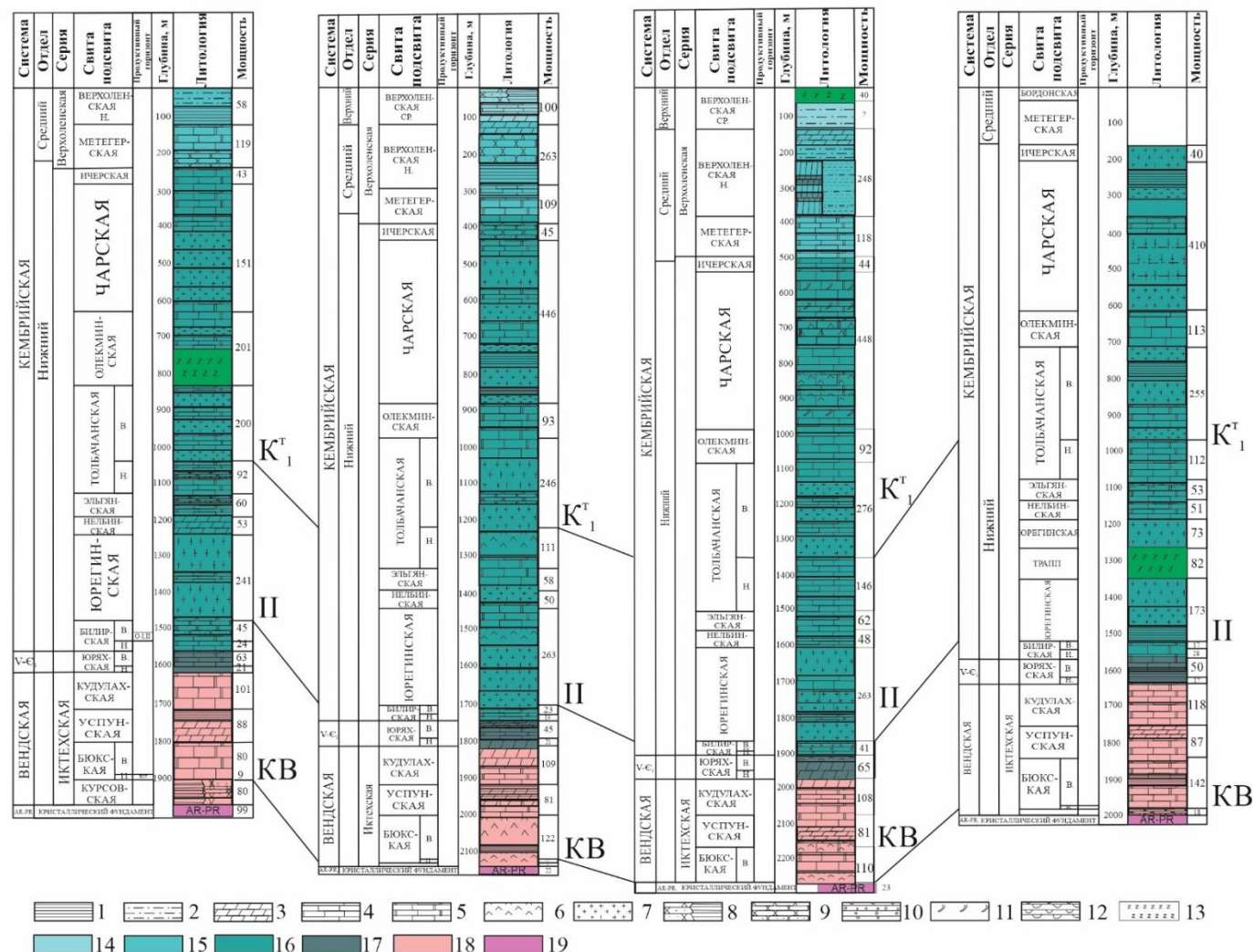


Рисунок 2.2 – Схема корреляций разрезов скважин северо-запада Непско-Ботуобинской НГО (по материалам АО «Якутскгеофизика») [183]

Условные обозначения: 1 – глины, аргиллиты; 2 – алевролиты; 3 – мергели; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – ангидриты; 7 соли; 8 – переслаивание аргиллитов и песчаников; 9 – песчаники; 10 – конгломераты, гравелиты, галечники; 11 – трещиноватость; 12 – кора выветривания; 13 – траппы; 14-19 – возраст: 14 – верхний кембрий; 15 – средний кембрий; 16 – нижний кембрий; 17 – вен-нижний кембрий; 18 – венд; 19 – архей.

Каменноугольная, пермская системы

Верхнепалеозойские образования распространены в северной и северо-восточной части изучаемого участка. Представлены пермскими и каменноугольными отложениями. На глубоко эродированной поверхности верхнекембрийско-нижнеордовикских отложений с резким угловым несогласием спорадически залегают каменноугольные, пермские породы преимущественно терригенного состава, но в отличие от нижнего отдела, здесь присутствуют туфогенные и угленосные породы, перекрываемые юрскими отложениями. Суммарная мощность этих отложений достигает 200 м.

Отметим важное: в северо-западной части рассматриваемого региона выделяются трапповые тела, предположительно пермо-триасового возраста. Они вскрыты на Среднеботуобинском, Тас-Юряхском, Чаяндинском и частично на Верхневиллючанском месторождениях, что говорит о надежности траппов как региональных и локальных флюидоупоров.

С учетом таких факторов, как (1) приуроченность траппов к стыкам крупнейших структур, (2) активность магматической деятельности в различные геологические периоды, (3) среднепалеозойская датировка магматических образований Виллюйско-Мархинской магмоподводящей зоны, ориентированной вдоль северо-восточной границы Патомско-Виллюйского авлакогена, рядом авторов предложено считать траппы пермотриасового возраста внедренными с запада с территории Тунгусской синеклизы [65, 142].

Юрская система

Юрские отложения сложены песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, галечниками. Мощность варьирует от 0 до 100 м.

Четвертичная система

Четвертичные отложения залегают на подстилающих породах с размывом и стратиграфическим несогласием, Представлены аллювиальными суглинками, глинами, песками, галькой различного петрографического состава.

2.2. Тектоническое строение севера Непско-Ботуобинской антеклизы

Непско-Ботуобинская антеклиза находится на юге Сибирской платформы. В разные годы здесь выделялись Непская остаточная антеклиза (П.Е. Оффман, 1959 г.); южная часть Ангаро-Оленекской антеклизы (В.Г. Васильев, Н.В. Черский, 1964 г.); Ангаро-Пеледуйская антеклиза (И.П. Карасев, 1966 г.); Ангаро-Ленская гемиянтеклиза (М.М. Мандельбаум, 1969 г.); Средне-Сибирская антеклиза (Д.А. Туголесов, 1970 г.); Ангарская антеклиза (С.Л. Арутюнов, 1973 г.); Ангаро-Ленская антеклиза (А.П. Корпачев, Т.Н. Спизарский и др., 1973 г.); Катангско-Ботуобинская антеклиза (С.А. Князев, В.П. Трунов, 1973 г.).

В дальнейшем научными и производственными организациями программы геологоразведочных работ на нефть и газ в регионах Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), эта крупная надпорядковая структура была научно обоснована и выделена под названием Непско-Ботуобинская антеклиза (А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев и др., 1975 г.) [48].

Непско-Ботуобинскую антеклизу обрамляют три крупнейшие отрицательные структуры: Предпатомский краевой прогиб, Виллойская и Курейская синеклизы. Размер антеклизы составляет 960*380 км, площадь более 200 тыс. км². Антеклиза северо-восточного простирания имеет асимметричные крылья (до 1-2°) с более крутым северо-западным склоном [115, 123]. На территории Республики Саха (Якутия) находится ее центральная и северная части (рисунок 2.3).

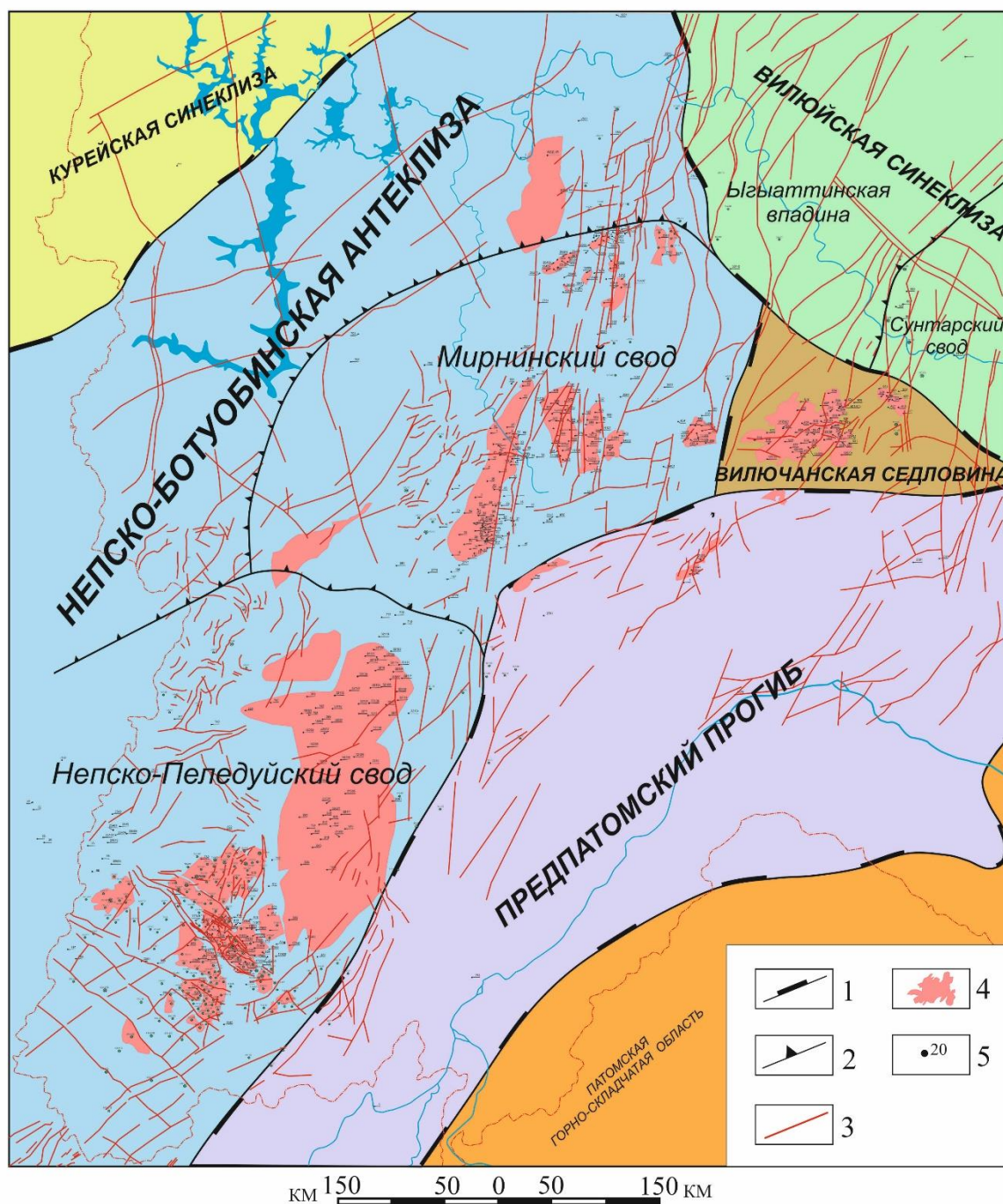


Рисунок 2.3 – Схема тектонического строения севера Непско-Ботуобинской антеклизы (по материалам АО «Якутскгеофизика») [183]

Условные обозначения: 1 – важнейшие надпорядковые структуры; 2 – структуры первого порядка; 3 – тектонические нарушения; 4 – месторождения нефти и газа (названия см. рисунок 2.1); 5 – глубокие скважины.

Центральную часть антеклизы осложняет структура первого порядка – Непско-Пеледуйский свод. В его пределах кристаллический фундамент залегает

на абсолютных отметках 1,2 – 1,5 км, к периклиналям антеклизы он погружается до 2 – 2,5 км. Размеры свода составляют 275210 км, площадь равна 45 тыс.км², амплитуда – около 500 м. Вверх по разрезу происходят постепенное выполаживание свода и его раскрытие в юго-восточном направлении. Структура значительно осложнена разрывными нарушениями [41]. В ее юго-восточной части установлены узкие линейные грабенообразные прогибы северо-западной ориентировки [110, 136].

Северо-восточная периклиналиль Непско-Ботуобинской антеклизы осложнена структурой первого порядка – Мирнинским выступом, ориентировочные размеры которого составляют: 190*70 км, площадь равна 15 тыс. км², амплитуда – около 500 м. В сторону Непско-Пеледуйского свода выступ раскрывается и имеет по опорной структурной поверхности отметки – 1,75 км глубину на юго-западе до 2,0 км на севере-востоке – 2,2 км. [137]

Верхневиллючанское куполовидное поднятие находится в Виллючанской седловине, разделяющей Непско-Ботуобинскую антеклизу и Виллюйскую синеклизу [114].

В пределах исследуемой территории наряду с пликативными дислокациями различного порядка, установлено наличие крупных региональных разломов – Виллюйско-Мархинская и Ангари-Виллюйская зоны. Разломы первой зоны затрагивают фундамент и низы осадочного чехла, ориентированы субмеридионально, субпараллельно. Протягиваются на несколько сотен километров. Вторая система разломов ориентирована субширотно, осложняет зону сочленения Мирнинского выступа с Предпатомским краевым прогибом. Установлено многочисленное разнообразие морфогенетических форм тектонических нарушений (сбросы, взбросы, надвиги, сдвиги и их различные комбинации), а также широкий разброс масштабов их проявления (от расколов без смещения до крупноамплитудных вертикальных или горизонтальных нарушений) [11, 58, 101, 114, 172].

Отметим важное: представления о региональном строении района уточнялись по мере получения новых геолого-геофизических данных (рисунок 2.4).

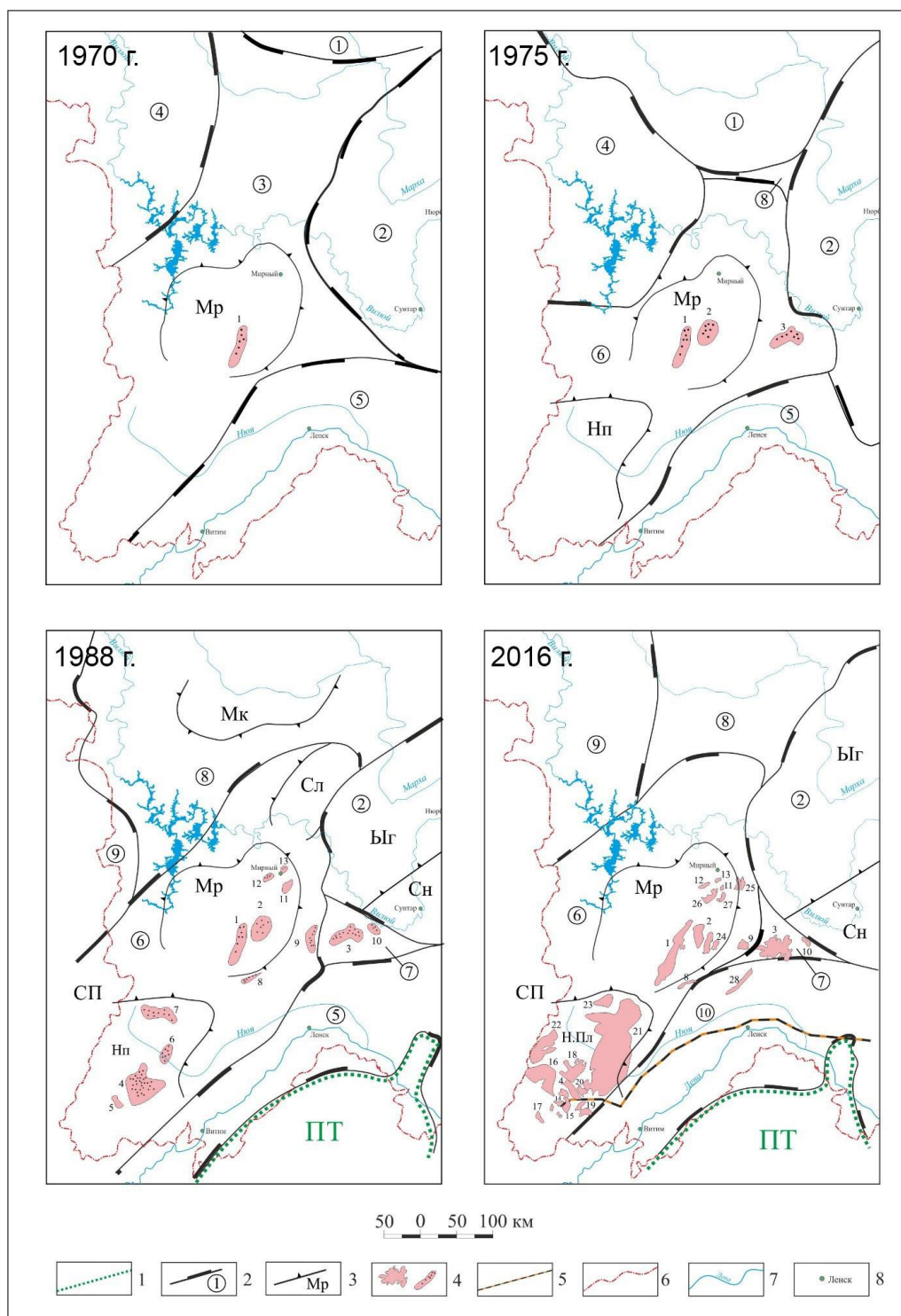


Рисунок 2.4 – Схемы тектонического районирования юго-запада Якутии в разные периоды работ на нефть и газ (Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф., 2018 г. по материалам ПГО «Ленанефтегаз», АО «Якутскгеофизика», АО «СНИИГГиМС») [101, 183-185]

Условные обозначения: 1 – Сибирская платформа (СП); 2 – границы надпорядковых структур: ① – Анабарская антеклиза, ② – Вилуйская синеклиза, ③ – Ботуобинская седловина, ④ – Тунгусская синеклиза, ⑤ – Предбайкальский краевой прогиб, ⑥ – Непско-Ботуобинская антеклиза, ⑦ – Вилючанская седловина, ⑧ – Сюгджерская седловина, ⑨ – Курейская синеклиза, ⑩ – Предпатомский региональный прогиб; 3 – структуры первого порядка: Мр – Мирнинский выступ, Н.Пл – Непско-Пеледуйский свод, Сл – Сюльдюкарский выступ (1988 г.), Мк – Моркокинский выступ (1988 г.), Ыг – Ыгыаттинская впадина, Сн – Сунтарский свод; 4 – месторождения нефти и газа (названия месторождений см. на рисунке 2.1); 5 – магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВС-ТО); 6 – административные границы; 7 – реки; 8 – населенные пункты.

Среди различных дизъюнктивных дислокаций, принимающих участие в строении Непско-Ботуобинской антеклизы, в ее юго-восточной части сейсморазведочными работами выявлены структуры надвигового типа. Наличие разрывного нарушения типа «надвиг» с горизонтальным перемещением до 15 км впервые зафиксировано в 1986 г. в области сочленения северной части Предпатомского прогиба и Непско-Ботуобинской антеклизы (Гайдук В.В.) [87]

Серия карт, построенных последовательно в 1970 г., 1975 г., 1988 г., 2016 г. дала возможность повысить достоверность границ тектонических элементов, входящих в состав Непско-Ботуобинской антеклизы. В особой мере это касается надпорядковых структур: Курейской синеклизы, Сюгджерской седловины, Вилуйской синеклизы и Вилючанской седловины [102].

Таким образом это позволило автору настоящей диссертации более точно определить благоприятную тектоническую обстановку в формировании залежей нефти и газа в неантиклинальных условиях, что подробнее рассмотрено в разделе 4.2 настоящей работы.

2.3. Гидрогеологические условия

Наибольший вклад в изучение гидрогеологических условий в Непско-Ботуобинском НГО внесли Л.А. Абукова, А.С. Анциферов, М.Б. Букаты, В.Е. Бакин, Е.И. Бодунов, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.А. Граусман, Л.А. Грубов, А.Е. Гуревич, Т.И. Гурова, А.А. Дзюба, А.А. Карцев, Н.В. Мельников, М.Н. Назарова, Д.А. Новиков, В.В. Павленко, А.В. Погодаев, Е.В. Пиннекер, Р.С. Семашев, В.И. Скутин, А.И. Сурнин, С.Л. Шварцев, Г.Г. Шемин, А.Б. Фукс, Б.А. Фукс, Л.С. Чернова, И.И. Юрчик, Ю.И. Яковлев и др. Благодаря их исследованиям к настоящему времени достаточно детально изучены гидрогеологические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления центральных и южных районов этой нефтегазоносной области.

Подземные воды осадочного чехла северной части НБА изучены слабее. Тем не менее на основании ранее проведенных геолого-геофизических работ установлено, что разрез севера Непско-Ботуобинской НГО подразделяется на 3 гидрогеологических этажа – надсолевой, соленосный и подсолевой [5] (рисунок 3.1). Соли распространены достаточно широко, охватывая весь север Непско-Ботуобинской антеклизы и выклиниваясь на западе Вилуйской синеклизы (рисунок 2.5). Мощные толщи солей, во многом определяющие геофлюидодинамические условия, служат региональным флюидоупором и в этом качестве являются главным фактором гидродинамической закрытости подсолевого этажа [103].

В свою очередь, гидродинамическая закрытость накладывает свое влияние и на гидрохимические условия нижнего гидрогеологического этажа [25]. В отличие от роста минерализации и степени метаморфизации подземных вод с глубиной (что характерно для большинства геогидродинамических систем нефтегазоносных областей), в пределах Непско-Ботуобинском НГО формируется иная гидрохимическая ситуация [26, 76, 122, 132]. За исключением надсолевых горизонтов, находящихся в зоне частичного водообмена, с очень резкими колебаниями минерализации вод, все подсолевые горизонты содержат

высокоминерализованные (сотни г/дм³), хлоркальциевые воды, иногда вплоть до предельного их насыщения солями [179, 183] (таблица 2.1). Источником солей, растворенных в пластовых водах подсолевого комплекса, являются рассолы выщелачивания соленосной толщи. Пределы изменений как общей минерализации, так и отдельных ионов пластовых вод значительны, но четких закономерностей их пространственного распределения не отмечается [179].

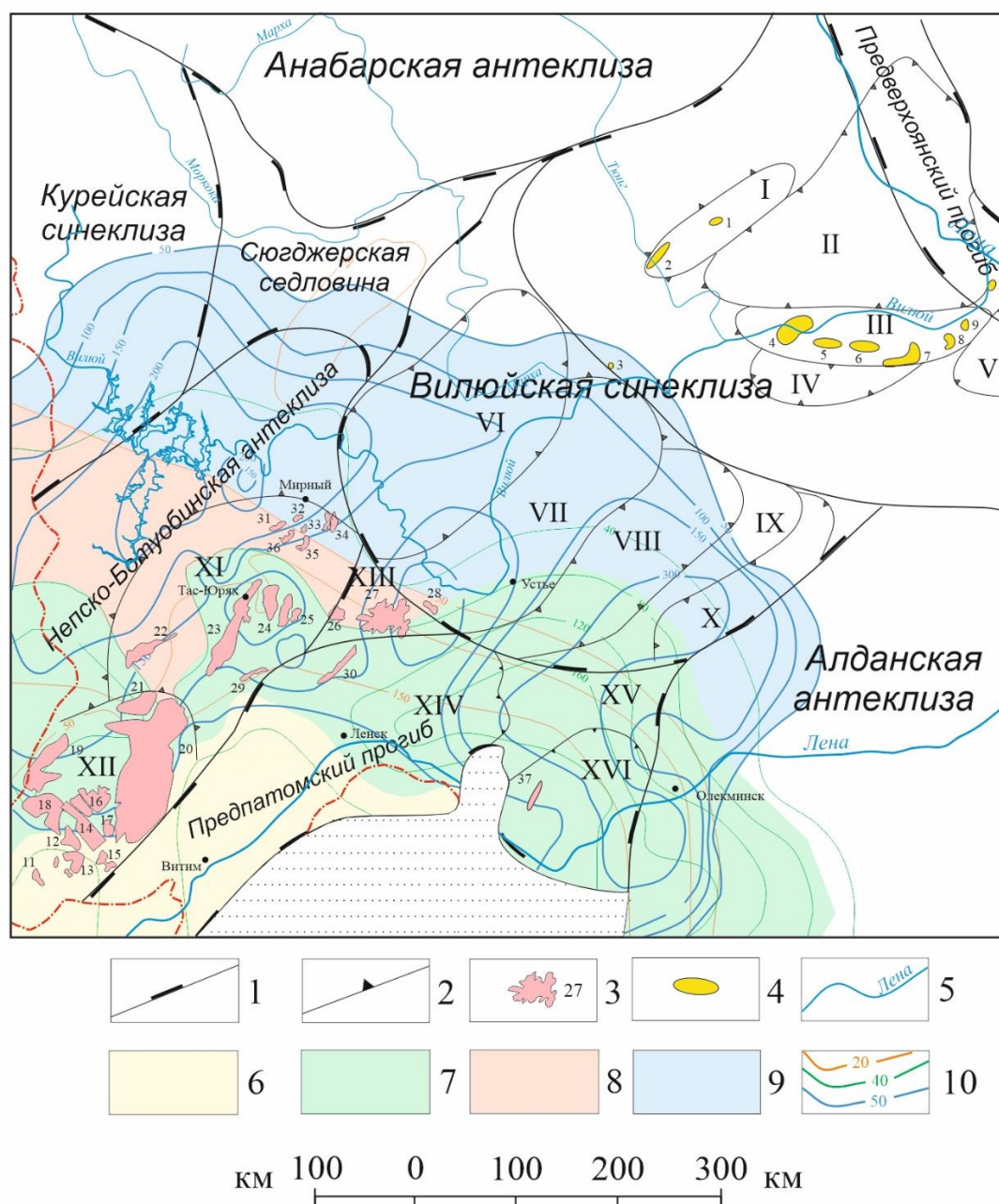


Рисунок 2.5 – Изменение толщин солей по площади Западной Якутии (по материалам Буровой И.А.) [21]

Условные обозначения: 1 – границы надпорядковых структур; 2 – границы структур I порядка: I – Логлорский вал, II – Линденская впадина, III – Хапчагайский мегавал, IV – Тангнарынская впадина, V – Лунгхинско-Келинская впадина, VI – Ыгыаттинская впадина, VII – Сунтарский свод, VIII – Кемпендяйская впадина, IX – Арбайско-Синский мегавал, X – Сарсанский прогиб, XI – Мирнинский выступ, XII – Непско-Пеледуйский свод, XIII – Верхневилучасная седловина, XIV – Ньюско-Джербинская впадина, XV – Эргеджейская седловина, XVI – Березевская впадина; 3 – нефтегазоконденсатные месторождения; 4 – газоконденсатные месторождения (названия месторождений см.рис. 2.1); 5 – реки; 6 – толщины солей от 150 до 190 м; 7 – от 420 до 750 м; 8 – от 190 до 480 м; 9 – от 100 до 380 м; 10 – изогипсы солей.

В качестве региональных водоносных комплексов здесь выделяются широко развитые терригенные и карбонатные породы, ограниченные в кровле и подошве выдержанными слабопроницаемыми отложениями. К изолирующим флюидоупорам относятся соленосные и сульфатно-карбонатные части разреза, которые ограничивают перемещение флюидов в вертикальном направлении [143]. В пределах исследуемой территории выделяются следующие региональные водоносные комплексы: нижне-среднекембрийский (надсолевой), нижнекембрийский (соленосный), венд-кембрийский (подсолевой), вендский (подсолевой). Ниже представлена их краткая характеристика.

Нижне-среднекембрийский водоносный комплекс. Этот комплекс напорных подмерзлотных вод имеет региональное распространение. Предполагается его связь с распространением многолетнемерзлых пород, которая является верхним водоупором, и нижележащими соленосными отложениями чарской свиты. Водосодержащие отложения комплекса приурочены к отложениям *метегерской и ичерской свит* [181]. Температура в зоне многолетнемерзлых пород изменяется от 0 до -3° С. Мощность многолетнемерзлой толщи 250-390 м.

Комплекс приурочен к терригенным и терригенно-карбонатным образованиям, представленным доломитами, брекчиями проседания, известковистыми участками кавернозными и известняками доломитистыми трещиноватыми. Гидрохимическая характеристика горизонтов очень пестрая, в ионном составе присутствуют в заметных количествах сульфаты с минерализацией от 11,1 до 99,1 г/дм³, что связано с расположением пластов в зоне свободного водообмена. Характерным является наличие в водах сероводорода. Пластовые давления около 3,57 МПа на глубине 400 – 430 м [107, 180].

Область распространения подмерзлотных вод для рассматриваемого региона определяется как зона затрудненного водообмена. Это обусловлено наличием мощной толщи многолетнемерзлых пород (ММП), препятствующей контакту с поверхностными водами [124].

Нижнекембрийский межсолевой водоносный комплекс. Толщина комплекса находится в пределах 550 – 750 м. Нижним и верхним водоупором служат соленосные отложения юрегинской и чарской свит.

Эльгянская свита представлена однородной толщей доломитов. Пласты-коллекторы, выделяемые по ГИС, низкопористые, водонасыщенные.

Нижняя подсвита *толбачанской свиты* представлена доломитами с прослоями известняков. Верхняя – переслаиванием мощных пластов каменной соли и доломитов, известняков, мергелей, ангидритов. Пласты-коллекторы, выделенные по ГИС, общая пористость 5-20%, суммарная толщина от 8,0 до 30,0 м.

Олекминская свита представлена чередованием доломитов и известняков, битуминозных и нефтенасыщенных. Битум присутствует в породе в виде пятен, тонкой пропитки всей массы, капельножидких выделений. Общая пористость пластов коллекторов 8,1-19,6%, суммарная толщина 4,0-11,8 м.

По результатам исследований на Иреляхском месторождении установлено, что отложения комплекса характеризуются низкими фильтрационно-емкостными параметрами. Пластовые давления составляют 9,3 – 10,6 МПа.

Пластовые воды по химическому составу представлены рассолами хлоридно-кальциевого состава с минерализацией 330-385 г/дм³. Воды высокометаморфизованные. Коэффициент $r_{Na/rCl}$ имеет тенденцию уменьшения с глубиной до уникально низких значений (рисунок 2.6). Воды бессолевые с высоким содержанием брома (3 г/дм³), калия (5 г/дм³), стронция (>1,5 г/дм³) и редких щелочных элементов.

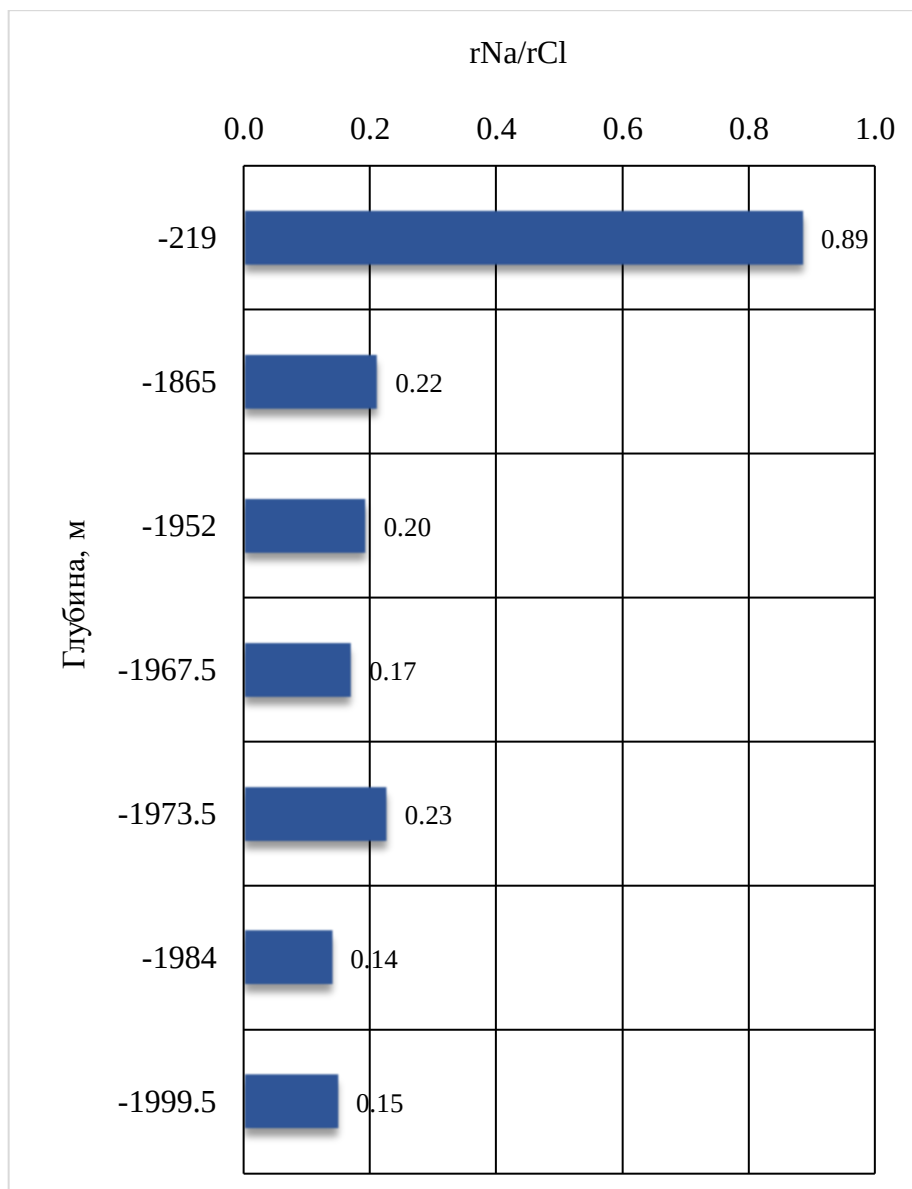


Рисунок 2.6 – Распределение гидрогеохимического коэффициента $r_{Na/rCl}$ Таас-Юряхского НГКМ (по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология») [184]

Водорастворённые газы относятся к метановому типу. На долю метана приходится 80-90%, тяжелых углеводородов 4-10%. Из неуглеводородных газов присутствует азот (4-11%), гелий (0,06-0,18%), аргон (0,06-0,23%). [184]

Венд-нижнекембрийский карбонатный комплекс. Карбонатный водоносный комплекс венда-нижнего кембрия включает в себя отложения кудулахской, юряхской и билирской свит. Верхним водоупором являются соли юрегинской свиты.

Водоупором снизу выступают сульфатно-галогенные отложения иктехской свиты. Водоносные горизонты нижней части комплекса (осинский и юряхский горизонты) при резком непостоянстве ФЕС и неоднородном строении самих горизонтов характеризуются определенной выдержанностью по латерали. Коллекторы, в основном, на 70-80% представлены кавернозно-поровыми доломитами, реже доломитизированными известняками. Эффективная толщина коллекторов варьирует в пределах от 0 до 13,3 м, средневзвешенное значение пористости коллекторов изменяется от 10,6% до 20,7%. Воды высокоминерализованы, пластовые давления выше гидростатических, что является наиболее характерной особенностью комплекса.

Воды комплекса имеют минерализацию 297-372 г/дм³. И хлоридно-кальциевый состав. Содержание сульфат-иона не превышает 0,34 г/дм³. Пластовые давления в среднем составляют 15-17 МПа (таблица 2.1).

Вендский терригенный водоносный комплекс. Состоит из отложений низов терригенного венда (*талаканская, талахская, паршинская, курсовская свиты, нижнебюкская подсвита*), водоупором являются сульфатно-карбонатные отложения *верхнебюкской подсвиты*. Комплекс представлен, в основном, терригенными литологическими разностями: песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина отложений составляет от 0 до 120 м. Гидрогеологические характеристики вендских горизонтов близки к ботубинскому горизонту: ему присущи субгидростатические давления и высокоминерализованные хлоридно-кальциевые рассолы со средней минерализацией 350 г/дм³. С увеличением плотности от 1,2 до 1,28 г/см³,

величина минерализации изменяется от 336 до 384 г/дм³. Можно отметить, что с ростом минерализации относительное содержание иона Ca²⁺ увеличивается, содержание ионов Na⁺ + K⁺, наоборот уменьшается, также незначительно увеличивается содержание ионов магния. Гидрохимические показатели вендского терригенного комплекса представлены на рисунке 2.7.

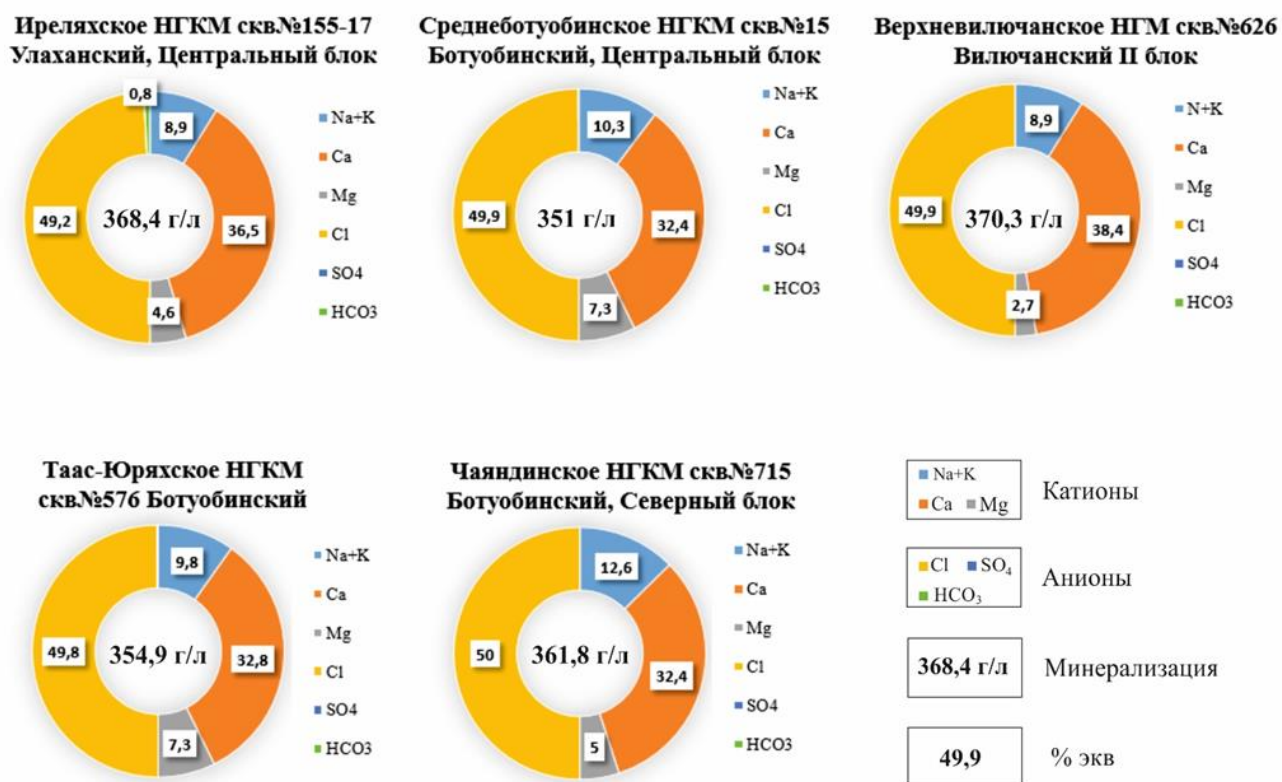


Рисунок 2.7 – Химический состав пластовых вод вендского терригенного комплекса продуктивных отложений севера Непско-Ботуобинской НГО (Севостьянова Р.Ф., по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», ОАО «Саханефтегаз») [180, 184]

Таблица 2.1 – Термобарические показатели продуктивных горизонтов севера Непско-Ботуобинской НГО (по материалам А.Ф. Сафронова, А.А. Граусмана, ПГО «Ленанефтегазгеология», ОАО «Саханефтегаз») [92, 179, 180, 184]

Возраст	Продуктивный горизонт	Стратиграфическая принадлежность	Месторождения с установленной продуктивностью	Глубина залегания, м	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности	Пластовая температура, °С
Є ₁	Осинский Б ₁₋₂ (пласт О-I) (пласт О-II)	Билирская свита верхняя подсвита нижняя подсвита	Талаканское НГКМ	1062-1195	9,7-10,0	0,83-0,91	+12
			Среднеботуобинское НГКМ	1450-1550	13,9-15,8	0,95-1,01	+8
V-Є ₁	Юряхские Б ₃₋₅ пласты, (Ю-I, Ю-II, Ю-III)	Юряхская свита	Верхневиллючанское НГКМ	1560-1710	Ю-I: 15,8-16,7	0,9-1,01	+6-8
				1710-1755	Ю-II: 16,0	0,92	+8
			Вилуйско-Джербинское ГКМ	1388-1532	16,1-16,3	1,06-1,15	+7
V	Ботуобинский В ₅	Бюкская свита нижняя подсвита	Чаяндинское НГКМ	1540-1970	13,14-13,9	0,7-0,85	+9
			Среднеботуобинское НГКМ	1875-1925	14-14,4	0,7	+12-14
			Таас-Юряхское НГКМ	1914-1984	13,9-14,6	0,7	+9-11,2
			Иреляхское НГКМ	2110-2198	13,7-15,8	0,6-0,7	+12-14
			Северо-Нелбинское НГКМ	2031-2083	14,7	0,71	+10
			Маччобинское НГКМ	2104-2155	15,4	0,72	+ 11

Продолжение таблицы 2.1							
	Улаханский В ₁₂ (ВЧ I+ ВЧ II)	Курсовская свита	Среднеботуобинское НГКМ	1917-1960	14,1	0,65	+13
			Иреляхское НГКМ	2125-2180	14,1-16	0,7	+12-14
			Маччобинское НГКМ	2154-2190	15,3	0,7	+ 11
	Хамакинский В ₁₀	Верхняя подсвита Паршинской свиты	Чаяндинское НГКМ	1370-1850	11,95-13,3	0,7-0,8	+13
			Восточно-Талаканское НГКМ	1499-1508	12,0	0,8	+12
	Талахский В ₆	Талахская свита	Таас-Юряхское НГКМ	1602-1951	13,9-14,2	0,7-0,8	+10,8-11
			Чаяндинское НГКМ	1620-1770	12,0	0,7	+15
	Харыстанский В ₁₃	Харыстанская свита	Верхневиллючанское НГКМ	2180-2325	17,1-18,3	0,7-0,8	+11,5-15,5
	Виллючанский В ₁₄	Бетинчинская и Хоронохская свиты	Верхневиллючанское НГМ	2440-2665	17-19,57	0,73	+17,3
			Виллюско-Джербинское НГМ	2386-2578	17,3-17,7	0,7	+22
			Талаканское НГКМ	1752-1763	11,7	0,6	+12,5

Несколько по-другому ведет себя сульфат-ион (SO_4^{2-}) – с ростом минерализации содержание его остается в одних пределах – 2,9-4,7 мг-экв/дм³. Относительно зависимостей содержания брома и минерализации, следует отметить наблюдаемую тенденцию увеличения концентрации брома с повышением минерализации.

Пластовые воды комплекса предельно насыщены растворимыми солями – хлоридами кальция и натрия (рисунок 2.7). Содержат высокие концентрации промышленно ценных компонентов: брома (2,6 – 5,5 г/дм³), йода (0,1 г/дм³). Кроме того, в промышленных концентрациях содержатся редкие элементы: литий – 10 мг/дм³, стронций – 2500 мг/ дм³, рубидий – 3 мг/ дм³ (таблица 2.2). Сульфатность рассолов незначительная, это свидетельствует о высокой степени метаморфизма.

Таблица 2.2 – Химический состав пластовых вод Таас-Юряхского НГКМ (по данным ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология») [179, 180]

Скв.	Интервал, м	рН	Минерализация, г/дм ³	Содержание микроэлементов, мг/дм ³				
				Sr	Li	Rb	Br	I
553	1982-1986	6,0	383,6	3698	6,2	4	6526	-
565	1965-1982	2,1	383,1	1800	13,5	7,8	5239	35,5
576	1950-1954	6,4	354,9	2000	14,4	7,8	5643	3,3
141-05	1934	3,5	324,2	1540	7,8	9,0	4718	6,5
141-04	1970-1975	3,3	350,9	2000	11,7	5,9	4451	9,0
141-03	1997-2002	2,4	377,8	2910	24,0	9,0	6286	8,2
575	2063-2073	4,2	371,3	2800	16,0	3,9	3219	-
577	1960-1975	2,7	338,5	-	-	-	4527	2,2
141-06	1875-1855	4,1	375,2	2310	10,1	5,7	5420	12,7

Содержание лития как наиболее важного из них, колеблется в широких пределах на территории Восточной Сибири. В Иркутской области на Непско-Ботуобинской антеклизе зафиксировано от 30 до 69,6 мг/ дм³. В Республике Саха (Якутия) на территории кимберлитовой трубки «Удачный» (надсолевой

гидрогеологический этаж) показатели лития достигают до 300 мг/дм^3 [40, 49]. Несмотря на небольшие значения лития в подсолевых отложениях якутской части НБ НГО, есть элементы, которые существенно превышают промышленные показатели – это стронций, рубидий и бром (таблица 2.2).

На рисунке 2.8 представлен график изменения значений некоторых элементов гидроминерального сырья подсолевого этажа. Значения лития, рубидия и стронция увеличиваются с глубиной, прямо пропорционально минерализации [98].

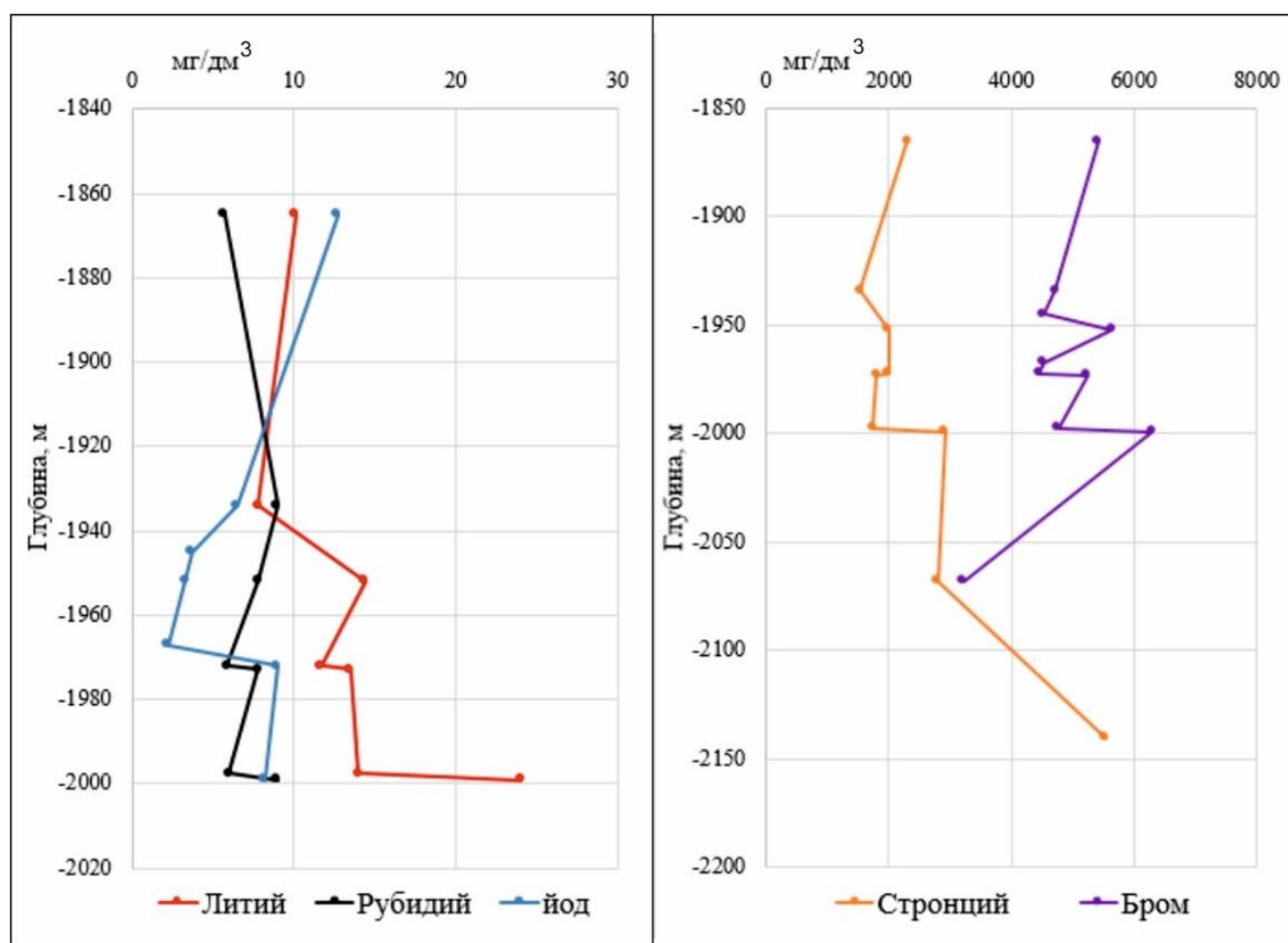


Рисунок 2.8 – Распределение плотностей некоторых компонентов гидроминерального сырья по глубине вендского терригенного комплекса севера Непско-Ботубинской НГО (по материалам ОАО «Саханефтегаз», ЗАО «Иреляхнефть», ОАО «Ленанефтегаз») [179, 180]

Обращает на себя внимание низкие значения pH. В гидрохимическом отношении в Мирнинском свде фиксируются резко сниженные показатели pH

(таблица 2.3). Причина столь низкого уровня значений водородного показателя до конца не ясна. Высказывается мнение, что причина кроется в восстановлении сульфат-иона до сероводорода в растворе, при котором образуется соляная кислота [107].

Таблица 2.3 – Химический состав пластовых вод подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО (по материалам А.А. Граусмана А.А., ОАО «Саханефтегаз») [179, 180]

Скв.	Плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ $\frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	рН	Минерализация, $\frac{\text{г}}{\text{дм}^3}$	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
Верхневилучанское НГМ									
607	1,24	5,4	333,2	209450	158	323,3	70941,6	6080	43741
678	1,24	5,4	353,4	222495	217,7	546,6	74148	9120	43367,7
637	1,07	5,4	327	202122	347,3	907,7	37074	6080	78320,8
631	1,23	5,4	343,4	220100	309,8	146,4	56000	13376	53206
679	1,25	5,4	354,7	225972	79	419,7	74148	13984	36356,3
622	1,24	5,4	344,6	220100	131,6	151,3	73000	9120	41675
620	1,25	4,2	339,2	216306	107,1	48,8	68000	9 728	44 059
603	1,23	4,2	336, 9	209214	107,1	81,6	63000	2432	59471
609	1,28	4,2	384,1	247441	0,37	142,3	99799,2	10457,6	26273,7
602	1,23	4,2	336,2	209214	139,3	12,2	64000	2432	58210,7
Среднеботуобинское НГКМ									
6	1,250	4,5	342,7	218433	186	732	88000	10300	21296
10	1,276	4,1	380,2	252000	89	1135	91880	15796	28287
15	1,262	5	351,1	224116	462	58	82164	11246	30182
12	1,251	5,9	340,4	217015	100	48	72400	7539	43290
32	1,285	4,05	338,6	249230	164	61	104709	13376	16793
16	1,280	4,4	389	251766	258	12	102000	12160	23128

Есть и другое объяснение снижения рН как следствия высокой ионной силы рассольных вод [156]. Несомненно, вопрос требует уточнения, поскольку от достоверных значений водородного показателя во многом зависит качество

гидрохимического моделирования растворения (осаждения) минеральных компонентов резервуаров месторождений УВ.

Солеотложения в пластовых водах подсолевого гидрогеологического этажа. На территории Непско-Ботуобинской НГО в поднятых кернах из многих глубоких скважин содержится частично или полностью засоленные песчаники. Засолонение песчаников вендского терригенного комплекса является следствием сложных постседиментационных процессов, протекавших в осадочной толще под воздействием различных геологических факторов, и главным образом формирования хлоридных кальциевых рассолов, которое сопровождалось выпадением в осадок хлоридов натрия. Интенсивное выпадение солей происходило в результате снижения температур при региональных подъемах платформы и неоднократных оледенениях на территории Непско-Ботуобинской НГО [5].

Автором диссертации сделан расчет степени насыщения пластовых вод карбонатом кальция (CaCO_3) и ангидритом (CaSO_4), по методике Дж.Е. Оддо и М.В. Томпсон, (Хьюстон, 1998 г.) [169]. В 1999-2001 гг. этот метод был видоизменен В.Е. Кащавцевым [71], который выразил значения параметров в метрической системе единиц.

Из-за ограниченных гидрогеологических данных, расчеты выполнены только по Среднеботуобинскому НГКМ и Верхневиллючанскому НГМ.

По формуле Оддо-Томпсона определяем коэффициенты насыщения воды карбонатом кальция $S_{\text{кальцит}}$ и ангидрита $S_{\text{ангидрит}}$, используя данные шестикомпонентного химического состава пластовых вод (таблица 2.2):

$$S_{\text{кальцит}} = \lg[\text{Ca}^{2+}] * [\text{HCO}^{-3}] + (\text{pH}) - (1,43 * \mu^{0,5}) + (0,316 * \mu) + (5,37 * 10^{-2} * \mu^{1,5}) + (2,335 * 10^{-3} * \mu^{0,5} * T) + (1,63 * 10^{-3} * T) + (6,11 * 10^{-6} * T^2) - (7,04 * 10^{-3} * P) - 2,242,$$

где $[\text{Ca}^{2+}]$, $[\text{HCO}^{-3}]$ – молярные концентрации, г-ион/кг;

μ – ионная сила воды;

T – температура °C;

P – давление, МПа.

$$S_{\text{ангидрит}} = \lg([Ca^{2+}] * [SO_4^{2-}]) = 2,096 * \mu^{0,5} + 1,267 * \mu - 0,19 * \mu^{1,5} - 5,751 * 10^{-3} * T * \mu^{0,5} + 1,681 * 10^{-2} * T + 0,61 * 10^{-6} * T^2 - 4,93 * 10^{-3} * P + 3,182,$$

где $[Ca^{2+}]$, $[SO_4^{2-}]$ – молярные концентрации, г-ион/кг;

μ – ионная сила воды;

T – температура °C;

P – давление, МПа.

При решении были приняты следующие значения пластовых давлений и температур: $P_{\text{пл}}=10-15$ МПа, $T_{\text{пл}}=0-20^\circ\text{C}$. Кислотность пластовых вод крайне неравномерно распределена. Для нижнекембрийских карбонатных отложений Верхневиллючанского НГМ принято среднее значение pH 5,4. Для вендского терригенного комплекса 4,2. В таблице 2.4 приведены результаты этих расчетов.

Таблица 2.4 – Результаты расчетов степени солеотложений $CaCO_3$ и $CaSO_4$ из промысловых вод подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО (Абукова Л.А., Севостьянова Р.Ф. по материалам ОАО «Саханефтегаз», ПАО «Ленанефтегазгеология») [180, 184]

Скв.	Интервал отбора, м	S $CaCO_3$	S $CaSO_4$	Минерализация, г/дм ³	Горизонт
<i>Верхневиллючанское НГМ</i>					
607	1674-1680	0,17	0,13	333,2	Юряхский
678	1694-1705	0,54	0,34	353,4	Юряхский
637	1705-1720	0,48	0,32	327	Юряхский
679	1730-1740	0,47	0,09	354,7	Юряхский
622	1753-1763	-0,05	0,10	344,6	Юряхский
620	2440-2448	-1,84	-0,05	339,2	Виллючанский
603	2472,5-2492,5	-1,73	-0,12	336, 9	Талахский
609	2572-2580	-0,91	-2,25	384,1	Виллючанский
602	2633-2642	-2,54	-0,01	336,2	Виллючанский

<i>Продолжение таблицы 2.4</i>					
Среднеботуобинское НГКМ					
6	1486-1499	-0,11	0,37	342,7	Осинский
10	1490-1505	-0,08	0,13	380,2	Осинский
15	1905,6-1912	-0,75	0,72	351,1	Ботуобинский
32	1926	-1,33	0,45	338,6	Ботуобинский
16	1946-1952	-1,70	0,64	389	Ботуобинский

2.4. Общая характеристика нефтегазоносных отложений

Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область (НБ НГО), выделенная в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, отнесена к основным территориям Сибирской платформы по запасам нефти и газа. В северной части НБ НГО в вендском терригенном комплексе к настоящему времени установлена промышленная нефтегазоносность практически всех выявленных коллекторов, сложенных песчаниками (ботуобинский, улаханский, хамакинский, талахский, харыстанский и вилючанский горизонты). В карбонатных отложениях разведаны запасы нефти и газа в юряхском (венд-кембрий) и осинском (нижний кембрий) горизонтах (таблица 2.5). Нефтегазопроявления зафиксированы во многих других интервалах карбонатного разреза, что согласуется с представлениями многих исследователей [6, 38, 54, 57, 133, 134] о наличии в слабо изученной части Непско-Ботуобинской НГО весьма крупных прогнозных ресурсах углеводородного сырья в терригенной и карбонатной частях разреза.

В настоящее время здесь открыто более 30 месторождений углеводородного сырья. Наиболее крупными из них являются Чаяндинское НГКМ, Среднеботуобинское НГКМ, Таас-Юряхское НГКМ, Верхневилючанское НГМ, Талаканское НГКМ и др. На территории Непско-Ботуобинской НГО в пределах Республики Саха (Якутия), учтенные государственным балансом запасов РФ по Якутии составляют более 3 трлн. м³ газа, в том числе запасов нефти более 600 млн.т. [100]

Таблица 2.5 – Размещение залежей нефти и газа и притоков УВ на севере Непско-Ботуобинской НГО (по материалам В.С. Ситникова) [109]

Возраст	Индекс залежи	Продуктивные горизонты	Месторождения										
			Талаканское НГМ	Алинское НГКМ	Чаяндинское НГКМ	Среднеботуобинское НГКМ	Тас-Юряхское НГКМ	Иктехское НГКМ	Верхневиллючанское НГМ	Вилуйско-Джербинское НГМ	Иреляхское НГКМ	Маччобинское НГМ	Станахское НГМ
Є ₁	Б	Ичерский				○					○		
	Б	Олекминский					○		○				
	Б ₁	Осинский	▲	▲		▲	○						
V-Є ₁	Б ₃₋₅	Юряхский						▲	▲	▲			
V	Кдл	Кудулахский								○			
	Б ₁₄	Телгеспитский							○	○			
	В ₅	Ботуобинский			▲	▲	▲				▲	▲	▲
	В ₁₂	Улаханский									▲	▲	△
	В ₁₀	Хамакинский	△		△				△	△			
	В ₆	Харыстанский							△	△			
	В ₁₃	Талахский			△	△	△						
	В ₁₄	Виллючанский			○				△	△			

Условные обозначения: ▲ – залежи нефти и газа, Δ - залежи газа, ○ – притоки газа.

В нефтегазоносности продуктивных горизонтов основную роль играют литологический и структурный факторы. Коллекторы продуктивных горизонтов выклиниваются и замещаются на региональном склоне палеоподнятия. Это относится как к терригенным коллекторам, так и к карбонатным. В условиях преимущественного субмоноклинального залегания продуктивных горизонтов структурообразующими являются разрывные нарушения. Наиболее крупные дизъюнктивы контролируют блоковое строение залежей углеводородов [108, 116].

Такие дизъюнктивы, имеют в основном северо-восточное простирание. Совместное проявление структурного и литологического факторов привело к тектоническому и литологическому экранированию залежей углеводородов и формированию неантиклинальных ловушек (НАЛ).

В терригенной и карбонатной частях разреза НБ НГО выявлены вилючанский, талахский, улаханский, хамакинский, харыстанский, ботуобинский, телгеспитский, юряхский и осинский продуктивные горизонты. Данные по ним многократно приводились в различных публикациях, начиная с монографии «Непско-Ботуобинская...» [73]. Автор в данной работе будет приводить описания тех или иных горизонтов и их параметров исходя из необходимости приведения данных по продуктивным интервалам с точки зрения геофлюидодинамических условий и их формирования.

Выводы по главе 2. Анализ геолого-геофизических, литологических и гидрогеологических материалов позволил уточнить особенности геологического строения и нефтегазоносности исследуемой территории, а также обосновать закрытый характер гидродинамической системы. Так, (1) в северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы выделяются трапповые тела, предположительно пермо-триасового возраста, которые повышают изоляцию нижележащих отложений; (2) наличие в разрезе мощной, сложнопостроенной соленосной толщи

нижнекембрийского возраста и многолетнемерзлых пород обуславливает геофлюидодинамическое разобщение над- и подсолевых нефтегазоносных этажей; (3) преимущественные типы неантиклинальных ловушек (НАЛ) – тектонически и литологически экранированные с большим количеством блоков – контролируют особенности аккумуляции УВ венд-нижнекембрийском терригенно-карбонатном комплексе; (4) продуктивные горизонты подсолевой формации характеризуются аномально низкими значениями пластовых температур и давлений; (5) пластовые воды подсолевого этажа имеют высокую минерализацию (от 324 до 550 г/дм³) и являются сильно метаморфизованными рассолами хлоридно-кальциевого состава с высоким содержанием брома, йода, лития, стронция и рубидия, которые представляют особый интерес для анализа пригодности вод выступать в качестве гидроминерального сырья.

Глава 3. ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ СЕВЕРА НЕПСКО- БОТУОБИНСКОЙ НГО

3.1. Геофлюидодинамика как современное направление анализа перспективности нефтегазоносных территорий (теоретический аспект)

Нефтегазовая геофлюидодинамика – современный раздел геологии, изучающий в эволюции процессы и механизмы миграции УВ и подземных вод в тесном взаимодействии между собой; она базируется прежде всего на законах гидрогеологии, но при этом обязательно учитывает влияние на миграционные процессы геофлюидов тектонических, геодинамических, литологических, геохимических и температурных параметров вмещающей геологической среды.

Расширение тематических границ гидрогеологии до геофлюидодинамики происходило постепенно и во многом благодаря развитию системного подхода в естествознании, который подразумевал формирование внутри- и междисциплинарных связей геологических наук [39]. В теоретическом плане «стартовой» вехой можно считать публикацию в 1973 г. монографию Г.Ю. Валукониса и А.Е. Ходькова «Геологические закономерности движения подземных вод, нефтей и газов» [22], в которой впервые в геологическом плане ставится вопрос не только о совместном движении трех основных видов флюидов, но и о том, что генетически различные воды, присутствующие в едином бассейне, должны рассматриваться в единой взаимосвязи как в условиях природных, так и техногенных систем. Также определена причина необходимого учета взаимовлияния в системе «вода – твердое тело», которое состоит в учете эпигенетических последствий длительного контакта пород и флюидов [22]. Отметим важное для темы настоящей диссертационной работы: на обширном материале показано, что основная масса значений коэффициента негидростатичности для месторождений Пермско-Башкирского, Татарского, Жигулевского и Воронежского сводов равен в среднем 1,15-1,20, что численно

соответствует плотности высокоминерализованных вод названных регионов [22]. Этот пример наглядно демонстрирует зависимость гидродинамических и гидрохимических параметров системы, что является геологической основой теории гидродинамических потенциалов, на основе которых выполнены расчеты в настоящей диссертационной работе.

Особое значение для развития нефтегазовой геофлюидодинамики имело проведение в 1989 г. Всесоюзного совещания «Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов». Его инициаторы В. Е. Хаин и Б.А. Соколов отметили, что флюидодинамический подход к нефтегазовой геологии стал занимать ведущее положение в качестве концептуальной основы современной нефтегазовой геологии. Так, если со второй половины XIX в. и до середины XX в. превалировал структурный подход, а в 50-х-60-х годах основным был литолого-стратиграфический, в 70-ых и первой половине 80-х годов – геохимический, то в современном, начавшийся со второй половины 80-х годов – флюидодинамический [129].

В эти годы на геофлюидодинамической основе был сформулирован планетарный механизм нефтегазообразования в виде взаимодействия двух направленных навстречу друг другу потоков: вещественного – со стороны осадочного чехла и его органического вещества и противоположного – исходящего из глубины недр теплового потока, переносимого подземной гидрогеосферой [119]. Также показаны и другие важнейшие функции геофлюидодинамики: (1) сопряжение процессов нефте- и рудогенеза, (2) взаимообусловленность гидро- и тектоногенеза.

Особую роль в развитии нефтегазовой геофлюидодинамики сыграли идеи А.Е. Гуревича, которому принадлежит систематизирующая роль в той области знаний. Основная его заслуга в обосновании на основе физических законов развития геологических систем онтогенеза нефтегазовых месторождений. К этим определяющим процессам (факторам) он относит (а) генерационно-аккумуляционные возможности геологической среды; (б) энергетические процессы, порожденные геодинамическими напряжениями, интенсивностью

изменения геотермальных земных полей; (в) петрофизические свойства флюидовмещающих пород резервуаров нефти и газа [36].

Также значимую роль в развитии нефтегазовой геофлюидодинамики сыграл цикл фундаментальных работ, посвященный роли подземных вод во вторичном эпигенезе флюидовмещающих пород. К ним можно отнести работы некоторых научных школ:

➤ РГУНиГ им. И.М.Губкина: А.А. Карцев с соавторами, разработавшие теоретические положения о разобщении генетических источников подземных вод как растворителей, пород и растворенных веществ, источником для которых могут быть разнообразные флюиды и породы [7, 44, 45, 46];

➤ ИНГГ СО РАН: А.Э. Конторович с соавторами, детально изучившие роль водорастворенного вещества в процессах нефтегазообразования [51-53, 62], сопряжению гидрохимических и гидродинамических параметров пластовых систем в осадочных бассейнах различного типа [74, 75];

➤ ВНИГРИ: Р.С. Сахибгареев с соавторами, доказавшие значимую роль совокупного воздействия УВ, органического вещества и подземных вод [95];

➤ Томского политехнического университета: С.Л. Шварцев, М.Б. Букаты и их соавторов, создавшие теоретические и методические основы оценки геохимической системы незавершаемого в природе процесса взаимодействия пород и вод в любых геолого-тектонических и термобарических условиях [18-20, 135].

➤ РГГРУ им. Орджоникидзе: В.Ю. Керимов с соавторами, выполнившие цикл работ, увязывающих современную концепцию углеводородных систем с геофлюидодинамическим анализом процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления [47].

Региональные аспекты геофлюидодинамики в различные годы были изучены сотрудниками ВНИИГаза (А.А. Плотников, Р.Г. Семашев), ИГиРГИ (И.М. Михайлов), ИПНГ РАН (Л.А. Абукова, Ю.И. Яковлев, А.В. Горева), ИГ ЯНЦ СО АН СССР (А.А. Граусман, Е.И. Бодунов) применившие возможности геофлюидодинамического метода к прогнозу региональных гидродинамически

экранированных зон нефтегазонакопления и отдельных месторождений УВ [1-4, 59, 60, 81, 144-148, 150, 151, 163, 166, 170, 172, 179].

Таким образом, можно заключить, что геофлюидодинамические условия нефтегазоносных территорий определяются целым рядом геологических параметров, процессов и явлений, в том числе: (1) возрастом отложений; (2) тектоническим положением крупных структур; (3) имевшими место в геологической истории эрозиям и внедрениям в осадочный чехол магматических интрузий; (4) трещинообразованием и присутствием в разрезе эвапоритовых отложений и мерзлых пород; (5) геохимическими особенностями вод и УВ.

В совокупности эти и некоторые другие менее значимые факторы определили такие геофлюидодинамические особенности системы, как (1) гидродинамическая открытость (закрытость) территории, (2) гидродинамическая блочность системы, (3) фильтрационная неоднородность флюидовмещающей среды и др.

Глава 3.2. Ведущие факторы, определяющие геофлюидодинамические особенности, исследуемой территории

Анализ ведущих факторов геофлюидодинамической неоднородности района исследований проведен на основании изучения и обобщения опубликованных и фондовых материалов по геолого-гидрогеологическим особенностям подсолевого комплекса севера Восточной Сибири [179, 180, 185].

Тектоногенез и геофлюидодинамика. Взаимовлияние тектогенеза и геофлюидодинамики многообразно и во многом хорошо изучено. В той или иной форме оно зафиксировано и отмечено в работах многих ученых [8, 15, 35], но в качестве самостоятельного научного направления в области прогнозирования нефтегазоносности получила завершение в конце 80-х годов, о чем уже шла речь выше.

На исследуемой территории по принятой гидрогеологической стратификации разреза осадочного чехла подразделен на три гидрогеологические формации – надсолевую, соленосную и подсолевую (рисунок 3.1.) [5]

К настоящему времени теоретическом плане обоснование получили вопросы влияния геофлюидодинамического фактора на всю онтогенетическую цепочку образования нефти и газа, включая как реализацию процессов аккумуляции и генерации УВ, так и преобразование органической и минеральной составляющих нефтегазопроизводящих пород. Ниже рассматриваются наиболее принципиальные вопросы влияния тектонического фактора на геофлюидодинамический режим севера Восточной Сибири.

Так, ключевое значение имеет тектонически обусловленная блочность нефтегазоносных осадочных бассейнов. Она указывала на важнейшее значение для геофлюидодинамики, имеет тот период тектогенеза, когда формировались мощные флюидоупорные толщи. К началу верхоленского времени подсолевая формация повсеместно была перекрыта мощными соленосными толщами билирской, юрегинской, толбачанской, олекминской, чарской свит, накопление которых происходило в течение 55 млн. лет. В таблице 3.1 представлены палеогидрогеологические параметры термобарических условий вендского комплекса (подсолевая формация). В это время начинает формироваться гидродинамическая закрытость нижних нефтегазоносных этажей, что принципиально отличает условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в нижних этажах по сравнению с верхними. В нижних этажах, как правило, развиты пластовые и поровые давления, резко отличные от верхних. Им характерен элизионный тип водонапорного режима и активные процессы эпигенетического преобразования пород коллекторов [36, 44, 130].

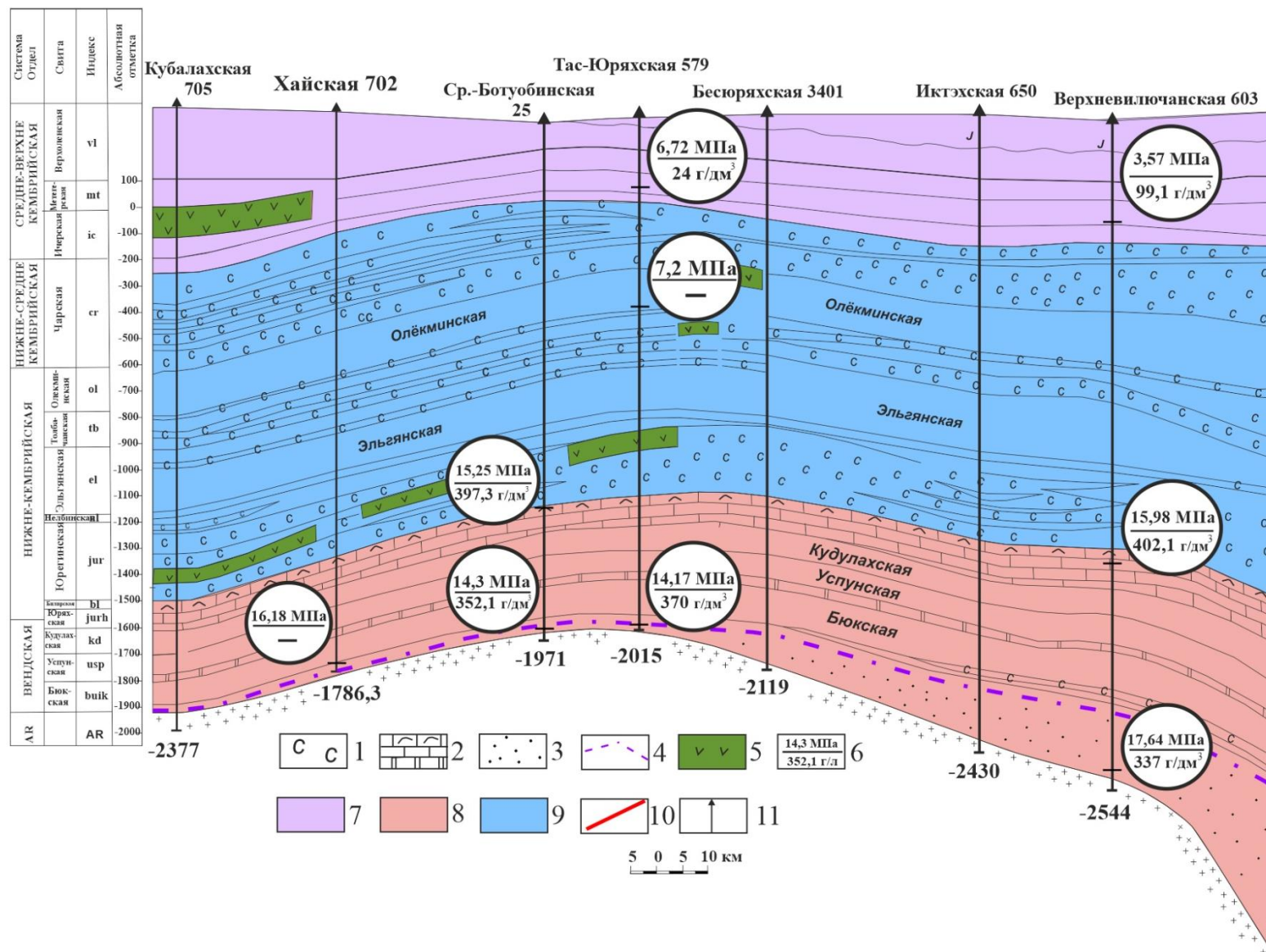


Рисунок 3.1 – Схематический профиль севера Непско-Ботубинской НГО (по материалам АО «ВНИГРИ» с дополнениями автора) [112]

Условные обозначения: 1 – соли; 2 – карбонатные породы; 3 – терригенные породы; 4 – отражающий горизонт КВ; 5 – траппы; 6 – в числителе пластовые давления, в знаменателе минерализация; 7-9 формации: 7 – надсолевая; 8 – соленосная; 9 – подсолевая; 10 – тектонические нарушения; 11 – скважины.

Важным следствием этажности является резкое снижение (вплоть до отсутствия) внешнего гидрогеологического питания нижних нефтегазоносных этажей [66]. Это, в свою очередь, сокращает масштабы латеральной миграции, направленной от областей питания к зонам разгрузки. В условиях Восточной Сибири этот фактор имеет особое значение.

Таблица 3.1 – Палеогидрогеологические параметры вендского терригенного комплекса севера Непско-Ботуобинской антеклизы (Обухов В.Ф., Анциферов) [5]

На конец времени	
Современный период	$\frac{2300 \text{ м}}{7 - 15^{\circ}\text{C} (27 - 14 \text{ МПа})}$
Юра	$\frac{2000 - 2500 \text{ м}}{31^{\circ}\text{C} (30 - 23 \text{ МПа})}$
Триас	$\frac{2600 \text{ м}}{40^{\circ}\text{C} (30 \text{ МПа})}$
Силур	$\frac{2600 \text{ м}}{40^{\circ}\text{C} (46 \text{ МПа})}$
На конец времени отложения свит	
Верхоленская свита (C_2)	$\frac{2000 \text{ м}}{30^{\circ}\text{C} (36 \text{ МПа})}$
Чарская свита (C_1)	$\frac{1700 \text{ м}}{25^{\circ}\text{C} (32 \text{ МПа})}$
Билирская, Юрегинская свиты (C_1)	$\frac{600 \text{ м}}{16^{\circ}\text{C} (10 \text{ МПа})}$
Юряхская свита ($\text{V} - \text{C}_1$)	$\frac{250 \text{ м}}{14^{\circ}\text{C} (3 \text{ МПа})}$

Примечание: в числителе палеоглубина (м), в знаменателе палеотемпература ($^{\circ}\text{C}$) в скобках – пластовое палеодавление (МПа).

Геодинамические напряжения. Геофлюидодинамическая неоднородность нефтегазоносных этажей (прежде всего нижних) во многом контролируется новейшими тектоническими (геодинамическими) движениями. Они связаны с влиянием зон растяжения и сжатия, соответственно изменения флюидонасыщенности различных частей бассейна. Применительно к Восточной Сибири имеет значение жесткость древних пород и характерный для них упругий режим. Так, по оценке Г.Ю. Валукониса и А.Е. Ходькова, в замкнуто-упругом нефтегазоносном резервуаре площадью 1000*5000 м при сжатии всего на 1/1000 долю первоначального объема пластовое давление увеличится на 50 МПа [22].

Тектонический фактор определяет блоковую структуру геофлюидодинамической системы месторождения (рисунок 3.2, 3.3) и усиливает его геофлюидодинамическую неоднородность.

Этот фактор ярко представлен на примере Таас-Юряхского НГКМ [120]. Это месторождение было открыто в 1981 г. Результаты геофизических работ, а также бурение и опробование поисково-разведочных скважин свидетельствуют о наличии здесь многочисленных разломов, разделяющих брахиантиклиналь на несколько тектонических обособленных блоков, с которым связаны залежи углеводородов с различными газожидкостными контактами. Продуктивными горизонтами являются осинский, ботуобинский и талахский отложения. Промышленные запасы нефти и газа связаны с терригенными коллекторами ботуобинского горизонта.

На месторождении выделяется семь блоков (рисунок 3.2), контролирующие самостоятельные залежи нефти и газа. Каждый блок имеет свой флюидный состав. Все залежи кроме V-го блока имеют промышленные притоки УВ. В пределах блока V пробурено три скважины, две из них вскрыли небольшую нефтяную залежь. Залежь относительно других блоков погружена и насыщена высокоминерализованной пластовой водой (рисунок 3.3).

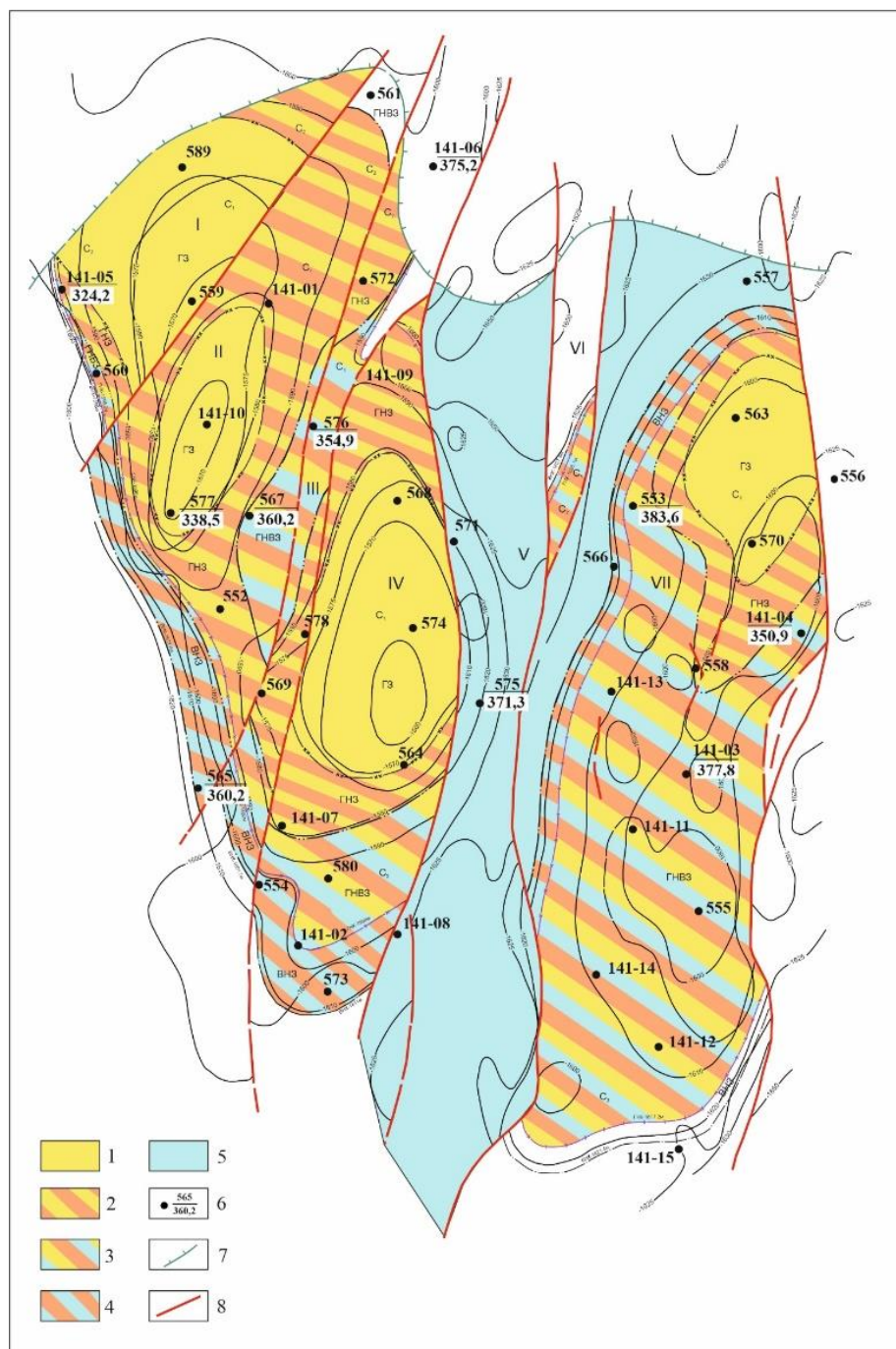


Рисунок 3.2 – Структурная карта ботубинского горизонта Таас-Юряхского НГКМ (ПГО «Ленанефтегазгеология») [184]

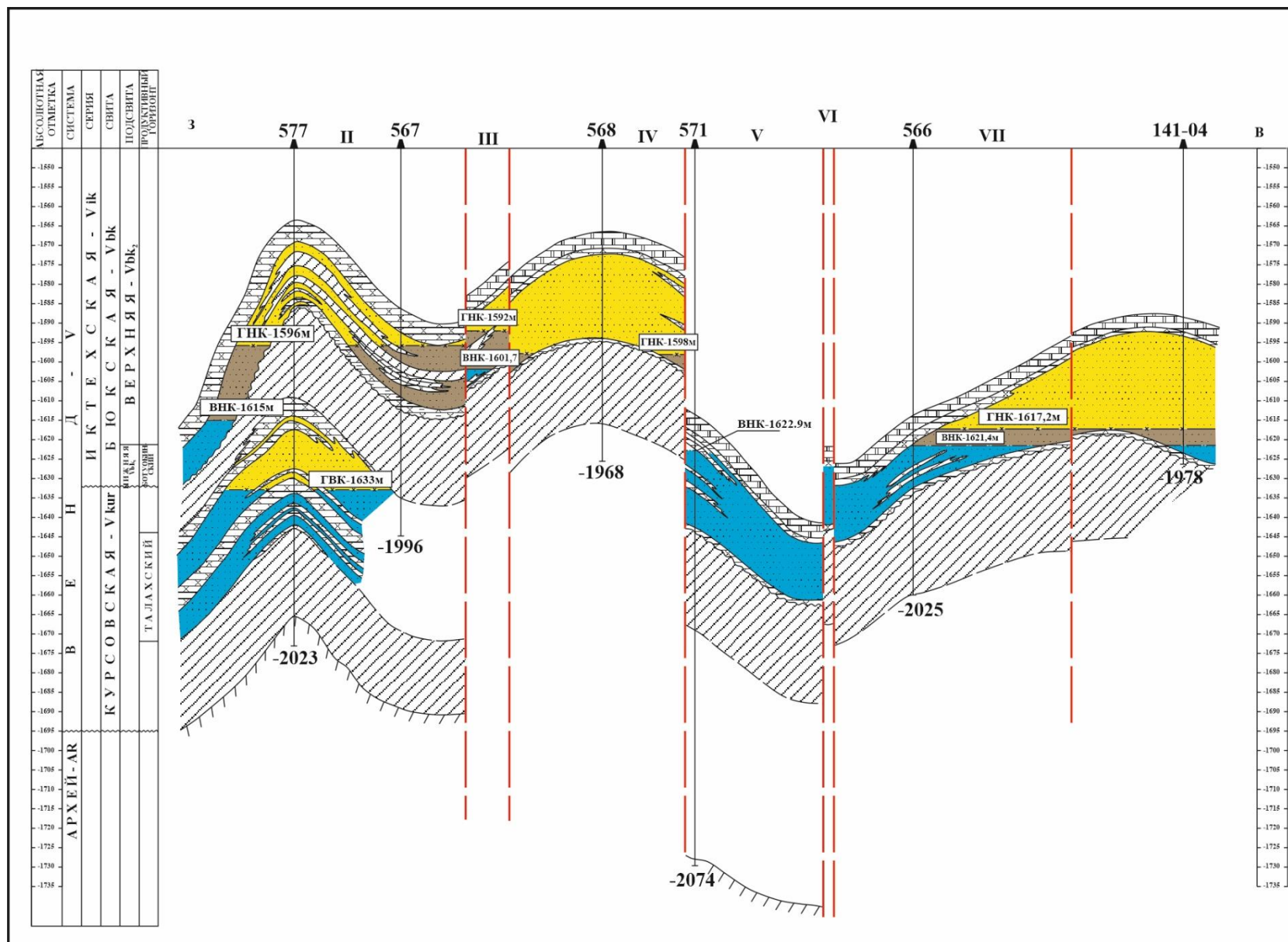


Рисунок 3.3 – Профильный разрез I-I Таас-Юряхского НГКМ (ПГО «Ленанефтегазгеология») [184]

Условные обозначения: залежи: 1 – газовые, 2 – газонефтяные, 3 – газонефтеводяные, 4 – нефтеводяные, 5 – водяные; 6 – в числителе номер скважины, в знаменателе минерализация; 7 – выклинивание Ботуобинского горизонта; 8 – тектонические нарушения.

Литогенез и геофлюидодинамика. Литогенез также, как и тектоногенез, играет существенную роль в проявлении особенностей геофлюидодинамического режима. Гидродинамические процессы, в свою очередь, во многом определяют формирование таких морфологических форм, как береговые валы, гребни, морские и речные долины. Некоторые виды подобной связи определили особенности геофлюидодинамического режима Восточной Сибири.

Одной из важных особенностей закрытости исследуемой территории, является региональное распространение толщи солей (рисунок 2.5). Так, гравитационное сползание рапы привело к засолонению подсолевых отложений. Л.Г. Богашовой были рассчитаны массы водорастворённых органических веществ для некоторых крупных солеродных бассейнов, которые могли быть перенесены нисходящими потоками рапы в главную зону нефтеобразования (ГЗН). С использованием данных по объемам твердых эвапоритов были рассчитаны объемы галогенных вод, продуцируемых солеродными бассейнами. Полученные таким образом цифры демонстрируют огромную потенциальную роль рассолов в качестве возможного источника УВ. Этот источник мог обеспечить углеводородами формирование многих крупных месторождений [12].

Развитие мерзлых пород и гидратообразование. Существенную роль в сокращении флюидообмена с верхним нефтегазоносным этажом сыграли возникновение и динамика развития криолитозоны. Формирование мощной толщи многолетнемерзлых пород (ММП) (рисунок 3.4) привело к повышению закрытости недр и образованию газогидратных залежей.

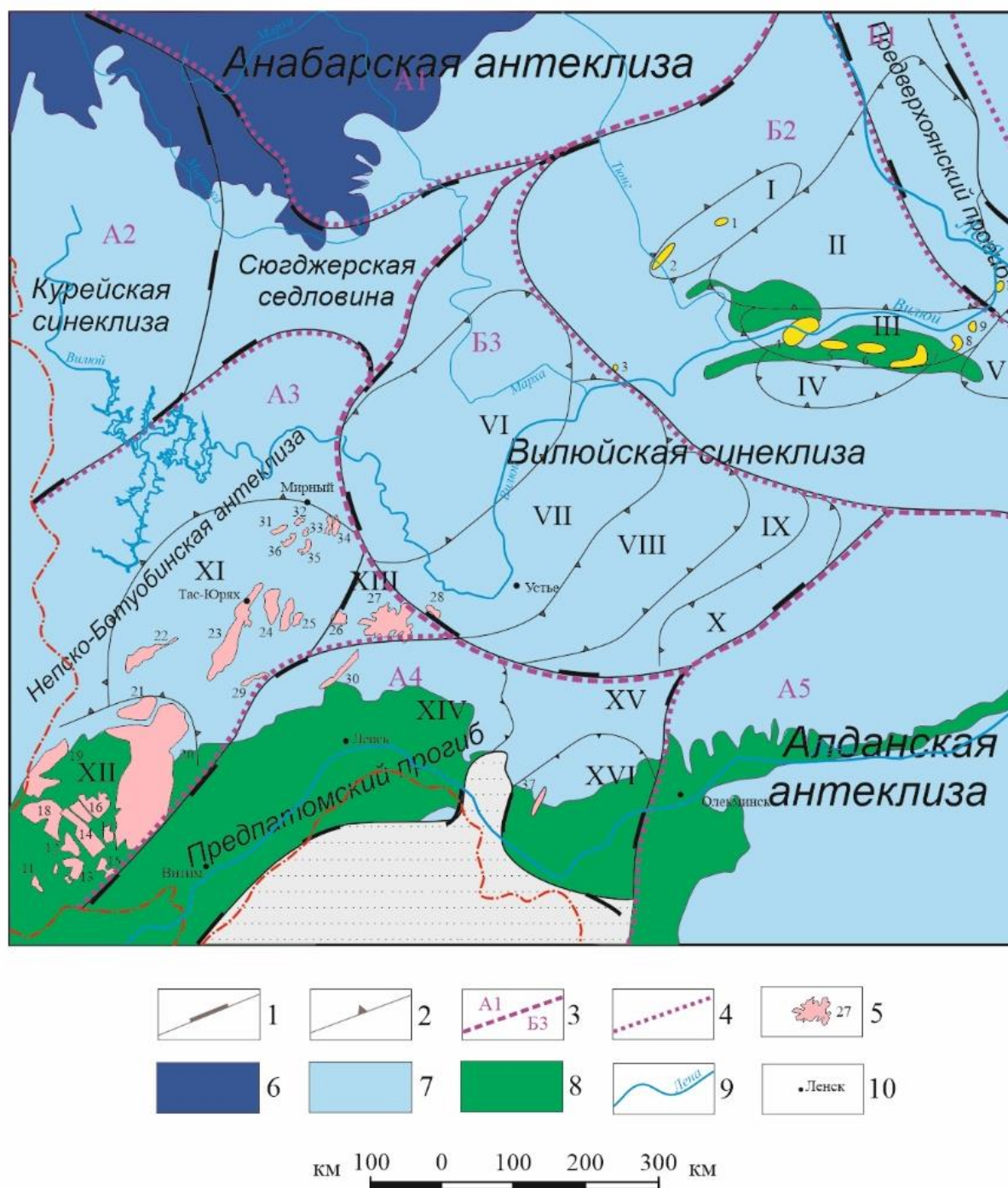


Рисунок 3.4 – Распространение многолетнемерзлых пород на юго-западе Якутии (Геокриологическая карта СССР, под ред. Э.Д. Ершова, 1991 г.) [29]

Условные обозначения: 1 – границы надпорядковых структур; 2 – границы структур первого порядка: I – Логлорский вал, II – Линденская впадина, III – Хапчагайский мегавал, IV – Тангнарынская впадина, V – Лунгхинско-Келинская впадина, VI – Ыгыаттинская впадина, VII – Сунтарский свод, VIII – Кемпендяйская впадина, IX – Арбайско-Синский мегавал, X – Сарсанский прогиб,

XI – Мирнинский выступ, XII – Непско-Пеледуйский свод, XIII – Верхневиллючасная седловина, XIV – Ньюско-Джербинская впадина, XV – Эргеджейская седловина; XVI – Березевская впадина; 3 – граница нефтегазоносных провинций: А – Лено-Тунгусская, Б – Хатангско-Виллюйская; 4 – границы нефтегазоносных областей (НГО); 5 – месторождения нефти и газа; 6-8 – распространение мерзлых пород: 6 – сплошное; 7 – преимущественно сплошное; 8 – островное; 9 – крупные реки; 10 – населенные пункты.

Территория исследования по категории распространения многолетнемерзлых и сезонномерзлых (талых и немерзлых) пород входит в северную геокриологическую зону [138] и отличается экстремально низкими значениями пластовых давлений и температур. Например, на Среднеботубинском НГКМ пластовые давления варьируются от 13,9 МПа до 15,8 МПа, пластовые температуры $+8^{\circ}\text{C}$ на глубине 1450 – 1550 м.

Толщина ММП составляет около 400-800 м и разделена на два яруса (нижний и верхний), представлена «охлажденными» породами, которые содержат отрицательно-температурные рассолы – криопэги [23, 131, 138].

При бурении скважин на Среднеботубинском НГКМ в интервале распространения ММП были зафиксированы выбросы газов, исследователи В.С. Якушев, А.П. Афанасенков и др. связывают это не только со свободным скоплением газов, но и с наличием здесь газовых гидратов [88]. Аномально низкие термобарические условия на территории исследования соответствуют образованию газогидратов.

По мнению В.П. Якуцени [89] высокая минерализация пластовых вод и наличие в газах гелия, в некоторой степени, являются геохимическими маркерами для выявления газогидратов в зоне возможного гидратообразования, что является благоприятным фактором на севере Непско-Ботубинской НГО.

Связь ММП с месторождениями нефти и газа исследовал М.С. Крайчик. Он писал, что толщина ММП прямо зависит от фазового состава УВ залежей: «В области сплошного распространения ММП верхнюю часть осадочных бассейнов

отличает преимущественная газоносность, в нижних частях преобладают нефтяные залежи. С территориями прерывистого развития мерзлоты связаны нефтегазовые и газонефтяные залежи. В зонах отсутствия мерзлых пород в верхних частях арктических бассейнов предполагаются нефтяные залежи, а в нижних возможно увеличение газовой составляющей» [36].

Но этот тезис вызывает некоторые вопросы. К примеру, в пределах Лено-Анабарской НГО, характеризующейся сплошным распространением ММП, в верхней части осадочного чехла выявлены нефтепроявления, а в нижней нефти и газопроявления. Распространение ММП играет значительную роль для геофлюидодинамики и в целом для нефтегазоносности, являясь дополнительным экранирующим параметром.

3.3. Методика геофлюидодинамического анализа нефтегазонакопления

Современная геофлюидодинамика наиболее полно отвечает на вопрос о различиях в открытых и закрытых УВ-системах. В основе физического обоснования этих различий лежат представления о гидродинамическом потенциале геосреды, что в приложении к нефтегазоносным бассейнам позволяет рассматривать (и описывать) особенности миграции газа, нефти и воды как единого процесса. [37, 90, 161]. Первые сведения о зонах субгидростатического пластового давления обнаруживаются в публикациях 50-х гг. [153-159].

Благодаря этим исследованиям стало возможным характеризовать геофлюидодинамические процессы разного масштаба [160, 162] при решении задач поисков, разработки нефтяных и газовых месторождений, в частности, описывать разнонаправленную в том числе и нисходящую миграцию УВ совместно (или отдельно с пластовыми водами).

В контексте настоящей работы, напомним, что В.П. Савченко впервые описал механизм нисходящей миграции и флюидов на анализе Восточной Сибири. Он на основе анализа гидродинамической ситуации Марковского месторождения писал: «...возможен случай образования газовой залежи в нижнем

горизонте за счет диффузии газа или переноса его водой в растворенном состоянии из верхнего горизонта, если пластовое давление воды в нижнем горизонте меньше, чем в верхнем горизонте» [91].

Рассмотрим основные положения теории гидродинамических потенциалов. В.П. Савченко и М.К. Хаббертом показано, что на любое скопление УВ (нефти и/или газа), находящееся в пластовых системах нефтегазоносных бассейнов воздействуют силы различной природы. В статических условиях к ним прежде всего относятся силы тяжести, архимедовы и капиллярные силы. В проницаемых породах капиллярные силы незначительны и ими можно пренебречь. В гидродинамических условиях помимо перечисленных действует сила разности потенциалов, которая является определяющей для фильтрации воды, нефти и газа в земных недрах.

На практике рассматриваемые силы аппроксимируются давлением, и для их сопоставления по площади и разрезу удобнее всего использовать градиенты давлений ($grad P$), представляющие собой изменение давления с глубиной. Градиент пластового давления может быть выражен через произведение плотности флюида на ускорение свободного падения:

$$grad P_{гс} = \rho g \quad (1)$$

Потенциальную энергию (Φ) в любой точке пластовой системы М.К. Хабберт выразил формулой [161]:

$$\Phi = g \cdot z + \frac{P}{\rho} \quad (2)$$

Z – высота точки относительного уровня отсчета (ВНК, ГВК);

P – пластовое давление приведенное к уровню отсчета;

ρ – относительная плотность пластового флюида (относительно плотности чистой воды, равной $1,000 \text{ г/см}^3$);

g – ускорение свободного падения, равное $9,8 \text{ м/с}^2$.

Как аппроксимацию потенциальной энергии пластовой воды в данной точке М.К. Хабберт предложил использовать гидравлический напор – h_v . На практике

гидравлический напор рассчитывают, исходя из замеров пластовых давлений в пределах фазы пластовой воды:

$$h_B = z + \frac{P}{\rho g} \quad (3)$$

Поэтому соотношение между напором, отражающим давление флюида, и гидродинамическим потенциалом, который является функцией энергии, выражается как

$$\Phi_B = g h_B \quad (4)$$

После того, как нашли гидравлический напор, надо рассчитать напор УВ по формуле:

$$h_{ув} = h_B \frac{\rho_B}{\rho_{ув}} - \frac{(\rho_B - \rho_{ув})}{\rho_{ув}} H \quad (5)$$

где H – абсолютная отметка точки замера пластового давления.

При выборе плоскости приведения (относительного отсчета) на уровне мирового океана высота точки замера пластового давления (Z) определяется через ее абсолютную отметку:

$$z = Alt - h \quad (6)$$

где, Alt – альтитуда,

h – глубина замера.

Для определения потенциальной энергии УВ

Методика М. Хабберта позволяет оценивать изменение потенциальной энергии в единой системе «УВ – вода» путем выражения как функции потенциальной энергии нефти $\Phi_{ув}$, связанной с ней воды Φ_B .

$$\Phi_{ув} = g z + \frac{P}{\rho_{ув}} \quad (7)$$

$$\Phi_B = g z + \frac{P}{\rho_B} \quad (8)$$

Так как ρ постоянно в обоих уравнениях и надо получить $\Phi_{ув}$ по измеренным параметрам для воды, можно переписать уравнение для воды в виде:

$$\frac{P}{\rho_B} = \Phi_B - g z \quad (9)$$

$$P = \rho_B \cdot (\Phi_B - g z) \quad (10)$$

Полученное выражение можно далее подставить вместо ρ в уравнение потенциальной энергии для УВ:

$$\Phi_{ув} = gz + \rho_{в} \frac{(\Phi_{в} - gz)}{\rho_{ув}} \quad (11)$$

$$\Phi_{ув} = gz + \rho_{в} \frac{\Phi_{в}}{\rho_{ув}} - \rho_{в} \frac{gz}{\rho_{ув}} \quad (12)$$

Умножив правую часть этого уравнения на $\rho_{ув}/\rho_{ув}$, равное 1, получим:

$$\Phi_{ув} = \frac{\rho_{ув} \cdot gz}{\rho_{ув}} + \frac{\rho_{ув} \cdot \rho_{в} \cdot \Phi_{в}}{(\rho_{ув} \cdot \rho_{ув})} - \frac{\rho_{ув} \cdot \rho_{в} \cdot gz}{(\rho_{ув} \cdot \rho_{ув})} \quad (13)$$

После соответствующих преобразований получим:

$$\Phi_{ув} = \frac{\rho_{ув} \cdot gz}{\rho_{ув}} - \frac{\rho_{в} \cdot gz}{\rho_{ув}} + \frac{\rho_{в} \cdot \Phi_{в}}{\rho_{ув}} \quad (14)$$

$$\Phi_{ув} = \frac{g \cdot z \cdot (\rho_{ув} - \rho_{в})}{\rho_{ув}} \quad (15)$$

Переменив знаки в первом члене, не меняя общего соотношения, получим:

$$\Phi_{ув} = \frac{-g \cdot z \cdot (\rho_{в} - \rho_{ув})}{\rho_{ув}} + \frac{\rho_{в} \cdot \Phi_{ув}}{\rho_{ув}} \quad (16)$$

Путем подстановки $\Phi_{ув} = g \cdot h_{ув}$ и $\Phi_{в} = g \cdot h_{в}$, получается конечное уравнение:

$$\Phi_{ув} = g \cdot h_{ув} = \rho_{в} \cdot \frac{g h_{в}}{\rho_{ув}} - (\rho_{в} - \rho_{ув}) \cdot g \cdot \frac{z}{\rho_{ув}} \quad (17).$$

Уравнение (17) увязывает в единую расчетную (и логическую) схему такие параметры геофлюидодинамической системы, как потенциальной энергии воды, нефти и газа; плотности этих флюидов, а также гипсометрическое положение интервала опробования. Естественно такой подход является более физическим по сравнению с упрощенной оценкой гидродинамической ситуации только по приведенным пластовым давлениям.

На этой методической основе нами оценена возможность оценки направленности миграции воды и УВ в зависимости от их пластового давления, плотности и пространственного положения интервалов опробования для ряда продуктивных структур. Часть из них приведена ниже в главе 4, как иллюстрация разрешающих возможностей описанного метода.

Для примера рассчитаем значения гидродинамических потенциалов по Бысахтахскому ГКМ (рисунок 3.5). В системе СИ градиент давления флюида в статических условиях равно в сто раз меньше по величине относительной

плотности флюида. Для пресной воды $\rho=1 \text{ г/см}^3$ он составляет 0,01 МПа/м, для рассолов $\rho=1,14-1,3 \text{ г/см}^3$, $\text{grad} \cdot P = \rho \cdot g = 0,014-0,013 \text{ МПа/м}$, соответственно для нефти $0,8 \text{ г/см}^3$ составит 0,008 МПа/м, для газа $0,2 \text{ г/см}^3$ будет 0,002 МПа/м. Расчеты производятся в следующей последовательности:

1. $z_{1874} = -1793 \text{ м}$, $\text{grad} P_{1874 \text{ воды}} = \rho_{\text{в}} \cdot g = 0,012 \text{ МПа/м}$, $\text{grad} P_{1874 \text{ газа}} = \rho_{\text{г}} \cdot g = 0,016 \text{ МПа/м}$.

2. По формуле (3) определяем гидравлический напор:

$$h_{\text{в}} = z_{\text{ГВК}} + P / \rho g = -1793 + 17,7 / 0,012 = 77,6 \text{ м}.$$

Следовательно, согласно формуле (4) потенциал воды на ГВК равно:

$$\Phi_{\text{в}} = 77,6 \cdot 9,8 = 760,6 \text{ м}^2/\text{с}^2$$

1. Следующим шагом рассчитываем напор газа на ГВК по формуле (5):

$$h_{\text{г}} = h_{\text{в}} \cdot (\rho_{\text{в}} / \rho_{\text{г}}) - ((\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) / \rho_{\text{г}}) \cdot H = 760,6 \cdot (1,2 / 0,16) - ((1,2 - 0,16) / 0,16) \cdot (-1413,8) = 9771,8 \text{ м};$$

По формуле (17) получим значение потенциала газа:

$$\Phi_{\text{г}} = g h_{\text{г}} = 9,8 \cdot 9771,8 = 95763,7 \text{ м}^2/\text{с}^2.$$

Результаты расчетов гидродинамических потенциалов по другим скважинам представлены в таблице 3.2.

Течение флюида происходит в результате разности значений потенциальной энергии между ближайшими сравниваемыми скважинами и/или горизонтами. Направление течения флюида будет двигаться от большего значения потенциальной энергии к меньшему.

Вверх по разрезу от Бысахтахского горизонта к Успунскому, значения потенциалов воды и газа уменьшаются. Соответственно движение воды и газа направлены вверх – восходящая миграция. Но если рассматривать движение флюидов внутри горизонтов, то они разнонаправлены. Пластовая вода движется от высоких гипсометрических отметок к низким, а газ наоборот. Что обусловлено, на взгляд автора гидродинамической связью горизонтов по разрывным нарушениям.

Таблица 3.2 – Результаты решения гидродинамических потенциалов Φ в Бысахтахском ГКМ (по данным АО «СНИИГГиМС») [185]

Скважина	Абс. отм., м	Пласт. давл. Р, МПа	Плотность флюида, г/см ³		ГВК, м	Р на ГВК, МПа	h _в , м	h _{ув} , м	Потенциал Φ , м ² /с ²		V	Продуктивный горизонт
			вода	газ					вода	газ		
1874	-1413,8	17,7	1,2	0,16	-1793	17,4	22,4	77,6	760,6	95763,7	1503,4	Кудулахская свита
1871	-1508,2	17,83	1,2	0,16	-1793	21,2	-26,6	9603,8	-260,6	94117,9	1477,5	Кудулахская свита
18706	-1576,4	17,66	1,2	0,16	-1793	20,1	-119,1	9353,2	-1167,4	91661,1	1438,9	Кудулахская свита
18702	-1583,7	16,32	1,2	0,16	-1793	18,5	-253,3	8394,5	-2482	82266,8	1291,5	Кудулахская свита
18706	-1698,9	16,61	1,2	0,16	-1784,8	17,4	-330,6	8562,1	-3240,3	83917,4	1317,4	Успунская свита
18706	-1753,9	16,66	1,2	0,16	-1784,8	17,0	-372,0	14828,8	-3645,6	145322,3	1348,1	Успунская свита
1871	-2121,2	30,28	1,25	0,2	-2451,1	35,0	348,0	13311,6	3410,8	130453,4	2535,5	Бысахтахский
18703	-2213,4	30,03	1,25	0,2	-2451,1	33,3	209,3	12928,4	2051,1	126698,8	2462,6	Бысахтахский
18702	-2396,7	30,88	1,25	0,2	-2451,1	31,6	75,4	13053,7	738,6	127926,8	2486,4	Бысахтахский

Картирование методом U, V, Z . Не менее информативная часть методики оценки и гидродинамического потенциала. Это связано с построением эквипотенциальных поверхностей для УВ, что позволяет в латеральном плане выявлять замкнутые аномалии пониженных значений гидродинамических потенциалов. Такие зоны расцениваются как область локализации нефти и/или газа, что соответствует физике распределения в пространстве воды нефти и газа, как флюидов с различными удельными весами.

Алгоритмически это реализуется следующей процедурой.

1. Превышение Z может быть выражено из уравнения (17) путем несложных операций таким образом:

$$\frac{\rho_{ув} \cdot h_{ув}}{(\rho_{в} - \rho_{ув})} = \frac{\rho_{в} \cdot h_{в}}{(\rho_{в} - \rho_{ув})} - Z \quad (18)$$

2. Каждый член этого выражения обозначается одной буквой, т.е.

$$U = \frac{\rho_{ув} \cdot h_{ув}}{(\rho_{в} - \rho_{ув})}; V = \frac{\rho_{в} \cdot h_{в}}{(\rho_{в} - \rho_{ув})}, \text{ отсюда уравнение (18) имеет вид:}$$

$$U = V - Z \quad (19)$$

U – представляет собой эквипотенциальные поверхности для УВ;

V – являются эквипотенциальными поверхностями для воды;

Z – это высотные отметки, точнее структурные изолинии горизонта.

Соотношения U, V и Z имеют принципиальное значение, т.к. позволяют выявлять зоны пониженных значений гидродинамического потенциала относительно структурной поверхности. Иными словами, картируются зоны гидродинамического экранирования геологического пространства, которые могут быть заняты флюидами с более низкой плотностью, чем вода. И чем больше разница между плотностями воды и УВ, тем значительнее будут скопления нефти или газа в подобных «карманах». Т.е. в случае высокоминерализованной воды, легких газов и нефти, вероятность обнаружения залежи свободных УВ, локализованных по механизму гидродинамического экранирования возрастает.

Построим карту изопотенциалов воды и газа для Бысахтахского продуктивного горизонта (рисунок 3.7). Для начала рассчитаем значения эквипотенциальных поверхностей для воды по формуле $V = \frac{\rho_v \cdot h_v}{(\rho_v - \rho_{ув})}$.

Скважина №1871:

$$V = \frac{\rho_v \cdot h_v}{(\rho_v - \rho_{ув})} = \frac{1,2 \cdot 348}{(1,2 - 0,2)} = 414,3$$

Скважина №187-03Р:

$$V = \frac{\rho_v \cdot h_v}{(\rho_v - \rho_{ув})} = \frac{1,2 \cdot 253,1}{(1,2 - 0,2)} = 301,3$$

Результаты расчетов V по другим скважинам отображены в таблице 3.2.

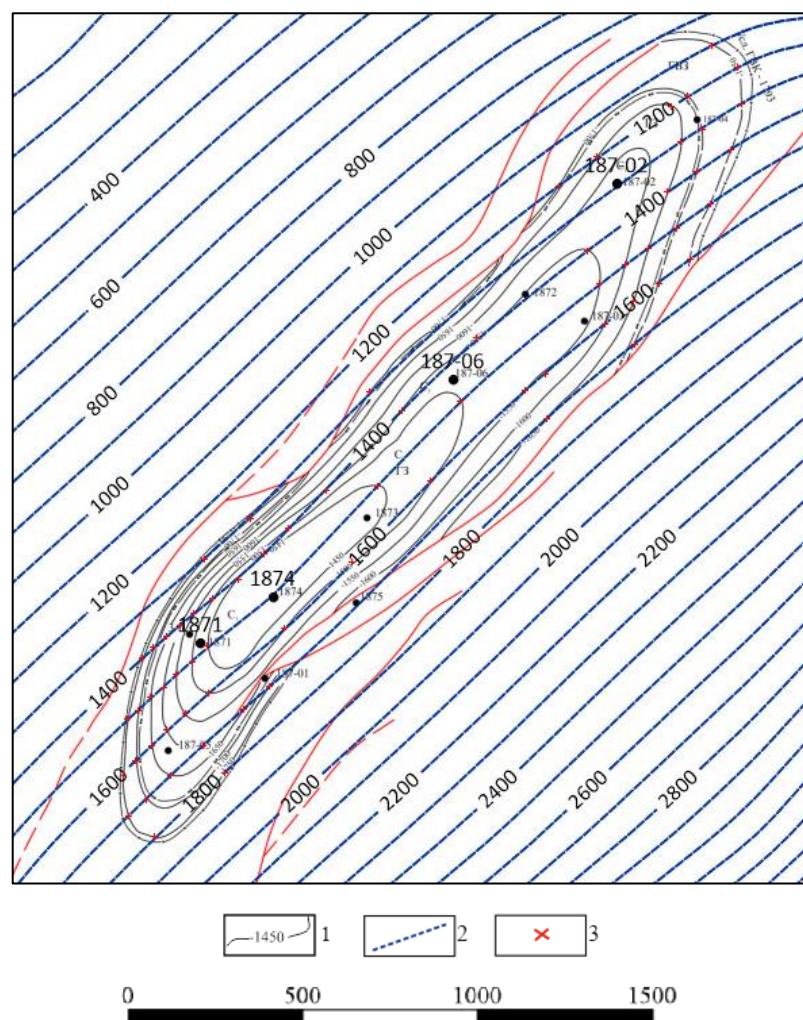


Рисунок 3.6 – Схема построения карты изопотенциалов Кудулахской свиты Бысахтахского ГКМ методом U, V, Z . (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по материалам АО «СНИИГГиМС») [185]

Условные обозначения: 1 – изолинии Бысахтахского горизонта Z; 2 – изопотенциалы воды V; 3 – точки пересечения V и Z.

Совмещенные карты изопотенциалов (V) со структурной картой по кровле Кудулахской свиты (Z) согласно формуле (19), позволили построить методом схождения карту изопотенциалов газа с параметрами U_T (рисунок 3.7).

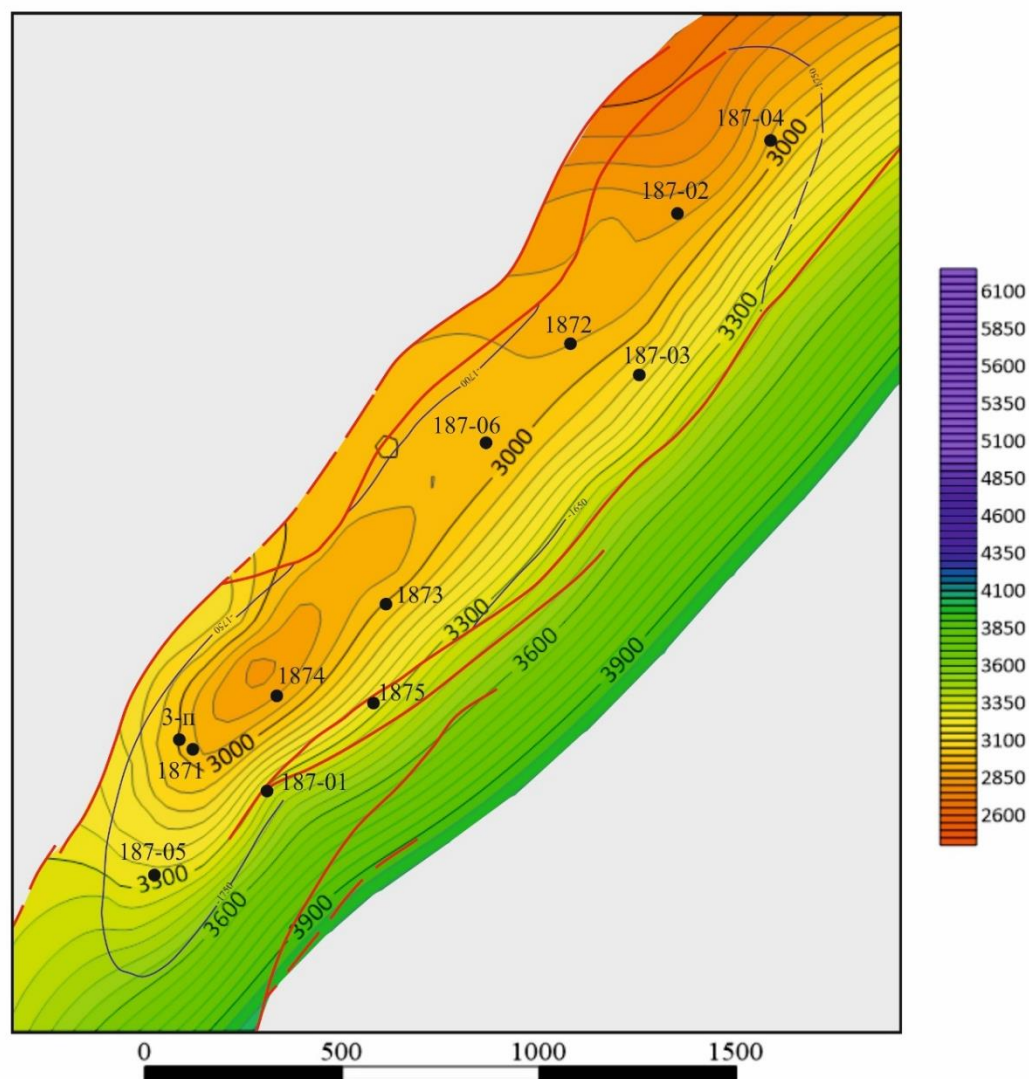


Рисунок 3.7 – Карта изопотенциалов газа Кудулахской свиты Бысахтахского ГKM (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по материалам АО «СНИИГГиМС») [185]

В связи с этим, с помощью картирования методом U, V, Z можно прогнозировать ловушки УВ. По данной методике были построены карты прогноза изопотенциалов газа терригенного венда в северо-западной части Непско-ботубинской НГО, что более подробно представлено в главе 4.2.

3.4 Геофлюидодинамические различия в отдельных нефтегазоносных бассейнах (север Непско-Ботубинской НГО и Вилюйская синеклиза)

В пределах Восточной Сибири развиты субгидростатический и сверхгидростатический типы геофлюидодинамического режима. Ниже рассмотрим их более подробно.

Субгидростатические пластовые давления отмечены широко, зоны с аномально низкими пластовыми давлениями охватывают низы осадочного чехла вендского терригенного комплекса в Непско-Ботубинской антеклизе, Верхневилючанской седловине, в некоторых площадях, изученных глубоким бурением Кемпендяйской впадины, Сунтарского свода, Алдано-Майского прогиба [90, 128, 148]. Также наблюдаются в мезозойских подмерзлотных отложениях Вилюйской синеклизы.

Сверхгидростатические давления распространены в верхнепалеозойских отложениях Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы [85, 86], в палеозойском комплексе восточной части Ыгыаттинской впадины, в некоторых местах нижнекембрийских карбонатных горизонтах Непско-Ботубинской НГО. Как сверхгидростатические, так и субгидростатические пластовые давления могут быть обусловлены различными факторами, связанными с геолого-гидрогеологической историей развития района, стратиграфическими, тектоническими условиями, и геохимическими процессами [83, 149, 152, 165].

В Вилюйской синеклизе выделяются две нефтегазоносные области – Вилюйская и Западно-Вилюйская.

Вилюйская НГО приурочена к одноименной синеклизе – крупнейшей по размерам надпорядковой структуре, ее осложняют структуры первого порядка – Логлорский вал, Линденская впадина, Хапчагайский мегавал, Тангнарынская впадина и Лунгхинско-Келинская впадина [115, 125, 126]. Разрез представлен терригенными породами пермского, триасового, юрского и мелового возраста. Залежи УВ выявлены в пределах Хапчагайского мегавала, Хоргочумской моноклинали и в пограничной части Предверхоянского прогиба [5]. В пределах

Хапчагайского вала разрез изучен до глубин 6000 м; здесь вниз по разрезу возрастает доля слабопроницаемых пород, угленосных и сланцеватых разностей. Сверхглубокая Мастахская скважина №27 выявила в разрезе три регионально выдержанные водоупорные толщи в подошве триасовых отложений, в кровле нижнетриасовых и в кровле верхнеюрских отложений. Гидродинамические потенциалы воды и газа в разрезе уменьшаются в сторону многолетнемерзлых пород. Здесь наблюдается восходящая миграция воды и газа.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов гидродинамических потенциалов по Мастахскому ГКМ (Вилуйская НГО) (Севостьянова Р.Ф. по материалам А.В. Погодаева, ОАО «ЯТЭК») [83, 86]

Скважина	Абс.отметка	Пластовое давление, МПа	Потенциал воды	Потенциал газа	Продуктивный горизонт
26	-1645,4	10,4	-7010,0	46540,4	J1-I
76	-1648,8	10,12	-7283,9	44852,9	J1-I
107	-1660	13,14	-4620,5	63808,3	J1-I
1	-1682,2	12,36	-5471,6	-	J1-I
79	-2733,1	21,87	-7471,7	105990,4	T1-X
71	-2754,1	21	-8411,0	100741,8	T1-X
65	-3006,4	31,87	-1095,6	165561,0	T1-IV
110	-3023	23,34	-9021,5	112026,6	T1-IV+P2-I
105	-3064,1	35,79	1900,1	189478,6	P2-I

Западно-Вилуйская НГО приурочена к западной части Вилуйской синеклизы, осложненная структурами первого порядка – Ыгыаттинской впадиной, Сунтарским сводом, Кемпендяйской впадиной, Арбайско-Синским мегавалом и Сарсанским прогибом (рисунок 3.9). Слабо изучена по геолого-геофизическим материалам, так как здесь находятся особо охраняемые природные территории федерального и республиканского значения. На территории Западно-Вилуйской НГО за счет федерального бюджета пробурены 2 параметрические скважины – Южно-Сунтарская 361-0 и Кугасская 344-0. За счет недропользователей поисковое бурение проводится с 2014 г., всего пробурено 14 скважин [63, 127]. В связи с ограниченными гидрогеологическими данными не

удалось рассчитать гидродинамические потенциалы, но результаты опробования некоторых скважин приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Замеры пластовых давлений кембрийских отложений на Западно-Вилуйском НГО (по материалам Погодаева А.В.) [83, 86]

Скважина	Глубины замера, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Коэффициент аномальности
Сыгдахская 410	3583-3669	47,6	+50	1,31
Усть-Мархинская 1	3874-3942	51,5	+63,8	1,32
Атыяхская 451	3560-3582	51	-	1,4
Мухтинская 2210 (северо-запад Алданской антеклизы)	1088-1107	14,8	+8	1,35

По результатам бурения этих скважин следует, что в кембрийских отложениях фиксируется распространение условно гидростатических пластовых давлений и только на Атыяхской 451 скважине сверхгидростатическое давление.

Вопрос о связи субгидростатических и сверхгидростатических пластовых давлений является весьма актуальным в теоретическом и практическом планах. По результатам глубокого бурения в исследуемых районах сделан график распределения пластовых давлений Западной Якутии (рисунок 3.8). На наш взгляд, в пределах севера Непско-Ботуобинской и Вилуйской НГО преобладают собственные водонапорные режимы [106, 141], но в целом, он формирует автономную равновесную геофлюодинамическую систему.

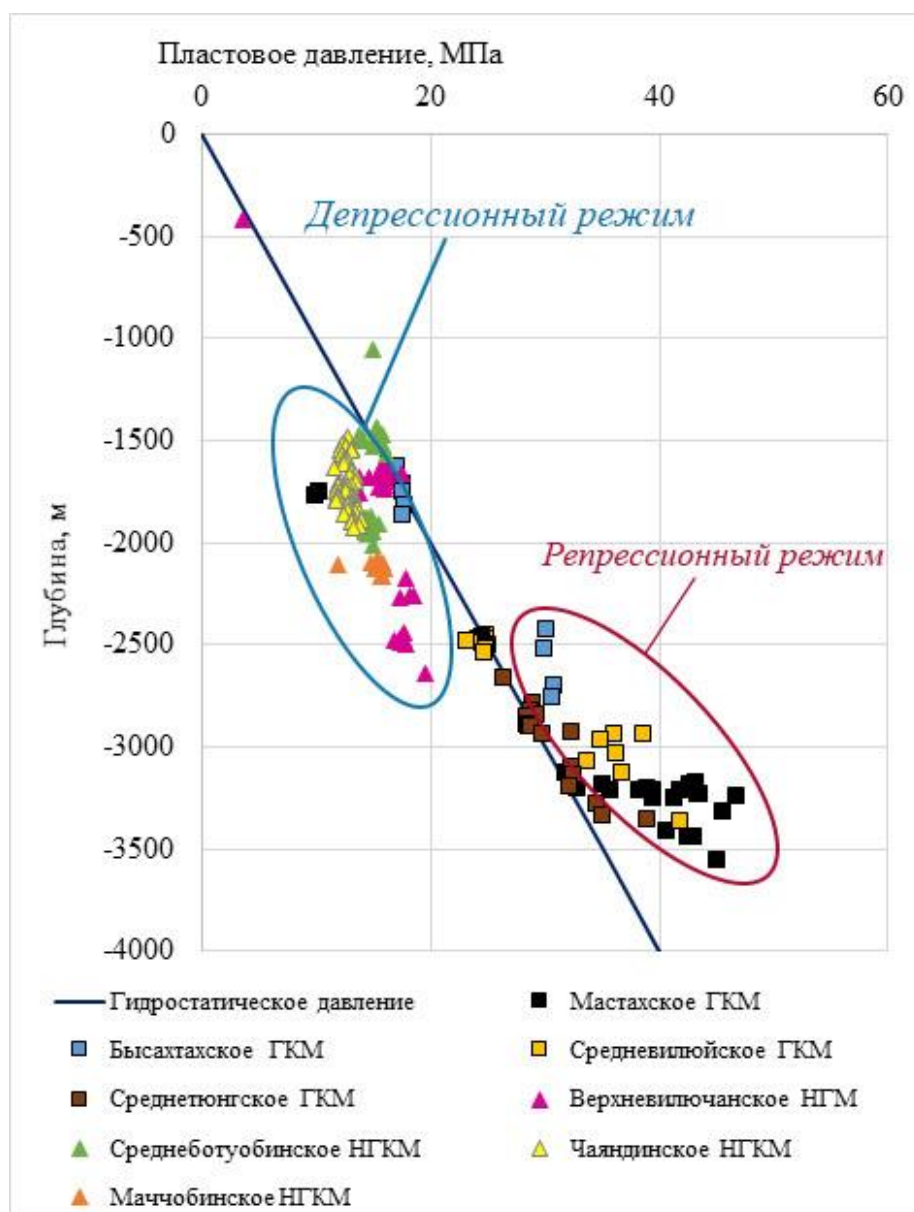


Рисунок 3.8 – Распределение пластовых давлений по разрезу на территории юго-западной части Якутии (по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», АО «Саханефтегаз», А.А. Граусмана, Ю.И. Яковлева) [178-180, 185]

С глубиной погружения осадочных пород повышается геофлюидодинамическая неоднородность водонапорных систем, часто связанная не с гидрогеологическими факторами (геодинамические растяжения, сжатия, повышение влияние дифференциации поверхности фундамента и др.) [4, 167, 177]. В результате элизионные системы расчленяются на изолированные блоки различного масштаба. Они обнаруживаются, в частности, по мозаичности пластовых давлений: (1) в одних блоках отток отстает от притока и поэтому

пластовое давление наращивается [4, 78, 175, 176], (2) в других случаях происходит застой, (3) а в-третьих блоках – создается обратная ситуация – приток практически отсутствует, отток активен [4, 168, 173]. Первый тип подобной элизионной системы логично называть репрессионной, второй – равновесный (стагнационный), а третий – репрессионный [4, 164, 170, 171].

На севере Непско-Ботуобинской антеклизы и сопредельной Вилуйской синеклизы по фактическим данным пластовых давлений выделяются два геофлюидодинамических режима – *депресссионный* и *репрессионный* (рисунок 3.9) [4].

Депрессионный режим. Здесь представлен переход от зоны аномально высоких пластовых давлений к зоне аномально низких. На рисунке 3.8 видно, что в Среднеботуобинском НГКМ и Верхневилучанском НГМ, в верхней части разреза отмечаются проявления сверхгидростатического пластового давления и близкими показателями к нормальным гидростатическим давлениям, в нижней части характеризуется *субгидростатическое* пластовое давление. Такой режим разреза характеризуется в пределах месторождений и разведочных площадей Непско-Ботуобинской НГО (Среднеботуобинское, Верхневилучанское, Таас-Юряхское, Чаяндинское, Маччобинское, Иреляхское и др.). В таблице 3.5 представлены характеристики геофлюидодинамических режимов севера Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилуйской синеклизы.

По результатам глубокого бурения и обобщения материалов сейсморазведочных работ АО «Якутскгеофизика», гидрогеологических материалов можно предположить, что депрессионный режим имеет свое продолжение и на северо-западную часть Непско-Ботуобинской НГО.

В пределах Вилуйской НГО на Логлорском вале (Среднетюнгский, Андылахский ГКМ), отличающейся от Непско-Ботуобинской НГО увеличенной мощностью осадочного чехла, депрессионный водонапорный режим утрачивает свое влияние. Как можно судить по имеющимся данным здесь наблюдается переход величин пластовых давлений подсолевого нижнекембрийско-вендского осадочного комплекса от *субгидростатических* к *сверхгидростатическим*.

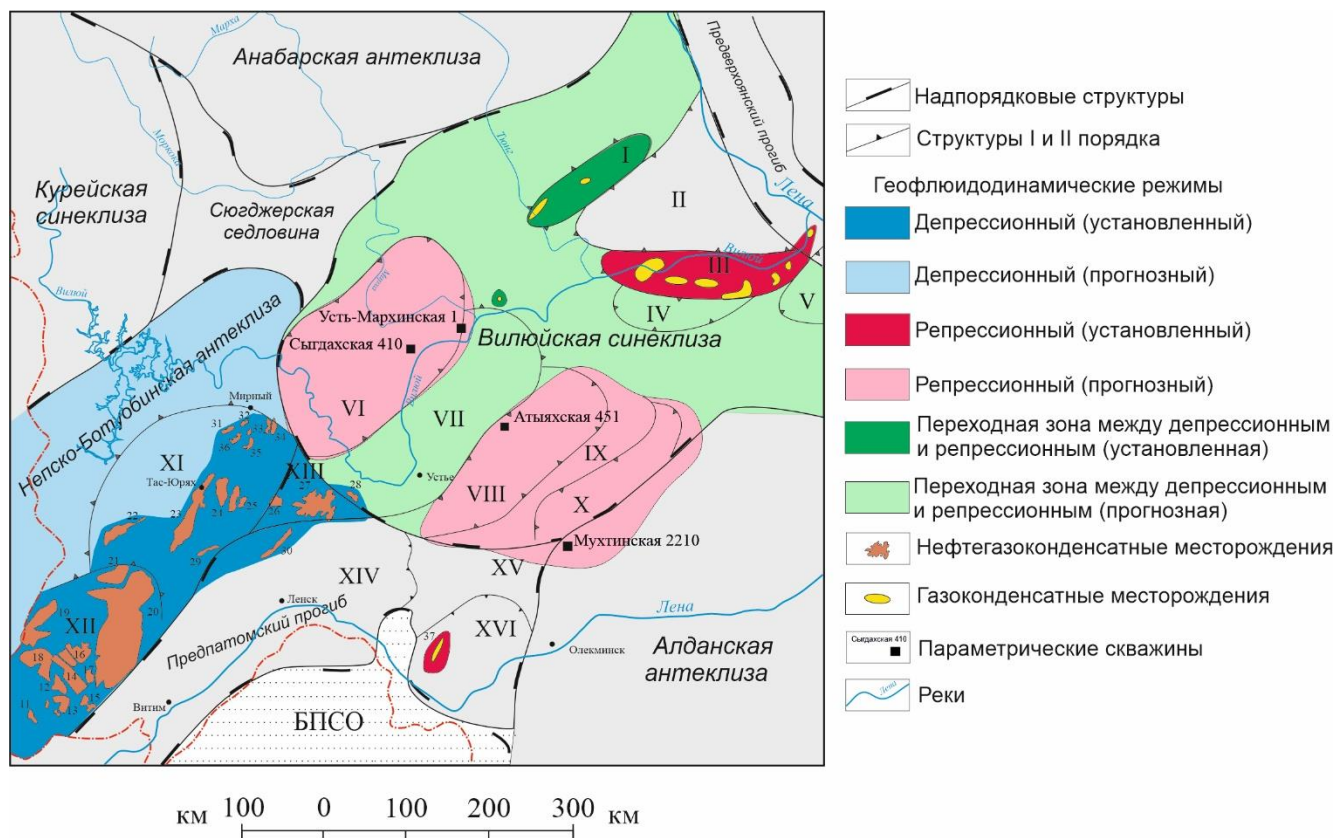


Рисунок 3.9 – Геофлюидодинамические режимы Западной Якутии (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по материалам В.С. Ситникова, А.Ф. Сафронова, С.Ю. Севостьянова, К.И. Микуленко, ИПНГ СО РАН, ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология») [180-182]

Условные обозначения: структуры первого и второго порядка: I – Логлорский вал. II – Линденская впадина, III – Хапчагайский мегавал, IV – Тангнарынская впадина, V – Лунгхинско-Келинская впадина, VI – Ыгыаттинская впадина, VII – Сунтарский свод, VIII – Кемпендяйская впадина, IX – Арбайско-Синский мегавал, X – Сарсанский прогиб, XI – Мирнинский выступ, XII – Непско-Пеледуйский свод, XIII – Верхневилучаснская седловина, XIV – Нюйско-Джербинская впадина, XV – Эргеджейская седловина, XVI – Березевская впадина; 3-7 – геофлюидодинамические режимы: 3 – депрессионный; 4 – переходная зона; 5 – репрессивный; 6 – прогнозируемый депрессионный; 7 – прогнозируемая переходная зона;

Таблица 3.5 – Характеристики геофлюидодинамических режимов севера Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилуйской синеклизы (по материалам Ю.И. Яковлева, Л.А. Абуковой, ОАО «Саханефтегаз») [3, 146, 180]

Объекты	Геофлюидодинамический режим	$K_{ан}$	Нефтегазоносная область	Тектонические структуры	Фазовый состав УВ
Непско-Ботуобинская антеклиза	Депрессионный	0,7-0,8	Север Непско-Ботуобинской НГО	Восточная часть Мирнинского выступа, Непско-Пеледуйский свод, Верхневилучанская седловина	Преимущественно нефтяные, нефтегазоконденсатные месторождения
	Прогнозный депрессионный	-	Северо-запад Непско-Ботуобинской НГО	Запад Мирнинского выступа, северо-западная часть НБ антеклизы	
Вилуйская синеклиза	Переходной	0,9-1,02	Вилуйская НГО, Западно-Вилуйская НГО	Логлорский вал, Нижнетюканская брахиантиклиналь	Преимущественно газовые, газоконденсатные месторождения
	Репрессионный	1,2-1,37	Восточная часть Вилуйской НГО	Хапчагайский мегавал, Бысахтахская брахиантиклиналь	
	Прогнозный переходной	-	Вилуйская НГО, Западно-Вилуйская НГО	Сунтарский свод	
	Прогнозный репрессионный	1,3	Западно-Вилуйская НГО	Ыгыаттинская впадина, Кемпендяйская впадина, Арбайско-Синский мегавал, Сарсанский прогиб	

Репрессионный режим. Этот режим характерен на Хапчагайском мегавале (Мастахский, Средневилуйский ГКМ) Вилуйской НГО, где мы наблюдаем обратную картину от депрессионного. В верхней подмерзлотной части, отмечены зоны *субгидростатического* давления (АНПД), в средней части *нормального* гидростатического, а в нижней *сверхгидростатические* (АВПД) пластовые давления. По фактическим данным репрессионный режим прогнозируется в пределах Западно-Вилуйской НГО на Ыгыаттинской впадине (скважины Сыгдахская № 410, Усть-Мархинская №1) и Кемпендяйской впадине (Атыяхская скважина №451).

Исходя из вышесказанного можно заключить, что в рассматриваемых регионах Восточной Сибири выделяется относительно автономная, единая и гидродинамически равновесная система. Показано существование трех зон с различными гидродинамическими режимами (депрессионным, равновесным и репрессионным). Возможность перераспределения флюидов между зонами и существование системы в течение длительного геологического времени является основным фактором сохранения здесь значительных объемов углеводородов.

Сравнительный анализ региональных геофлюидодинамических условий процессов нефтегазонакопления в северной части Непско-Ботуобинской антеклизы и соседней Вилуйской синеклизы позволил сформулировать первое защищаемое положение: **пространственное положение зон нефтегазонакопления в пределах северной части Непско-Ботуобинской антеклизы, вызванное резкой сменой депрессионного гидродинамического режима (север Непско-Ботуобинской антеклизы) на репрессионный (Хапчагайский мегавал, Вилуйская синеклиза). Эта региональная геофлюидодинамическая особенность контролирует расположение продуктивных объектов по разрезу осадочного чехла.**

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРАВЛЕННОСТИ ВТОРИЧНОЙ МИГРАЦИИ УВ НА ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА СЕВЕРЕ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО

4.1. Гидродинамические потенциалы месторождений УВ

На месторождениях севера Непско-Ботуобинской НГО глубоким бурением установлены разные значения пластовых давлений основных продуктивных горизонтов по разрезу: осинскому, юряхскому, ботуобинскому, улаханскому, харыстанскому, вилючанскому и др. [68-70, 148]. Несмотря на неравномерное распределение опробования гидрогеологических материалов на исследуемой территории, можно установить региональные закономерности формирования субгидростатических пластовых давлений.

Геофлюидодинамические условия формирования подсолевого этажа своеобразны [105]. Главной особенностью венд-нижнекембрийских отложений севера Непско-Ботуобинской НГО на уровне ботуобинского горизонта является существенное снижение пластового давления по отношению к нормальному гидростатическому в среднем на 30%. В осинском горизонте и ее аналогах пластовое давление соответствует условно гидростатическому [64], т.е. коэффициент аномальности ($K_{ан}$) ~ 1 ; в ботуобинском горизонте коэффициент аномальности составляет ($K_{ан}$) $\sim 0,74$; в вилючанском горизонте $K_{ан} \sim 0,72$.

Среднее значение пластовых давлений на глубине 1500 м составляет 14,0 – 15,9 МПа, на глубине 2500 м – 17,0 – 18,7 Мпа (таблица 4.1). По фактическим данным пластовые давления в подсолевом гидрогеологическом этаже изменяются упорядоченно, свидетельствуя о принадлежности всех выделенных проницаемых горизонтов на месторождениях севера Непско-Ботуобинской НГО к единой региональной геофлюидодинамической системе [84].

Таблица 4.1 – Градиенты пластовых давлений подсолевого комплекса продуктивных отложений северной части Непско-Ботуобинской НГО (по данным Ю.И. Яковлева, А.А. Граусмана) [144, 178, 179]

Месторождение	Продуктивные горизонты		Разница давлений между горизонтами, МПа	Разница глубин между горизонтами, м	grad P, МПа/100 м
	Глубина, м Давление, МПа	Глубина, м Давление, МПа			
Среднеботуобинское НГКМ, скв. 1, 2	Осинский -1497 14,0	Ботуобинский -1876 14,2	0,2	379	0,05
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 574, 575	Осинский -1494,2 14,0	Ботуобинский -1926 14,3	0,3	431,8	0,07
Верхневилючанское НГМ, скв. 612, 609	Юряхский -1643 15,9	Вилючанский -2576 18,7	2,8	933	0,3
Вилюйско-Джербинское ГМ, скв. 643	Юряхский -1505 15,8	Вилючанский -2497 18,0	2,2	992	0,2

На методической основе М.К. Хабберта [37, 161] выполнена оценка направленности миграции пластовой воды и УВ в зависимости от их пластового давления и пространственного положения интервалов опробования для продуктивных горизонтов севера Непско-Ботуобинской НГО. Были рассчитаны гидродинамические потенциалы по ряду месторождений: Верхневилючанскому НГМ, Маччобинскому НГКМ, Среднеботуобинскому НГКМ и Чаяндинскому НГКМ. Ниже будут представлены решения гидродинамических потенциалов некоторых месторождений исследуемой территории.

Верхневилючанское НГМ. Месторождение открыто в 1975 г. в центральной части Вилючанской седловины, соединяющей Мирнинский выступ с Сунтарским сводом. Структура контролируется дизъюнктивами северо-восточного и субширотного простираний, которые делят ее на 10 блоков, образующих самостоятельные залежи нефти и газа (рисунок 4.1). Промышленные залежи УВ установлены в вилючанском, харыстанском и юряхском продуктивных горизонтах, этаж газоносности месторождения составляет 900 м (интервал глубин: 1600–2500 м).

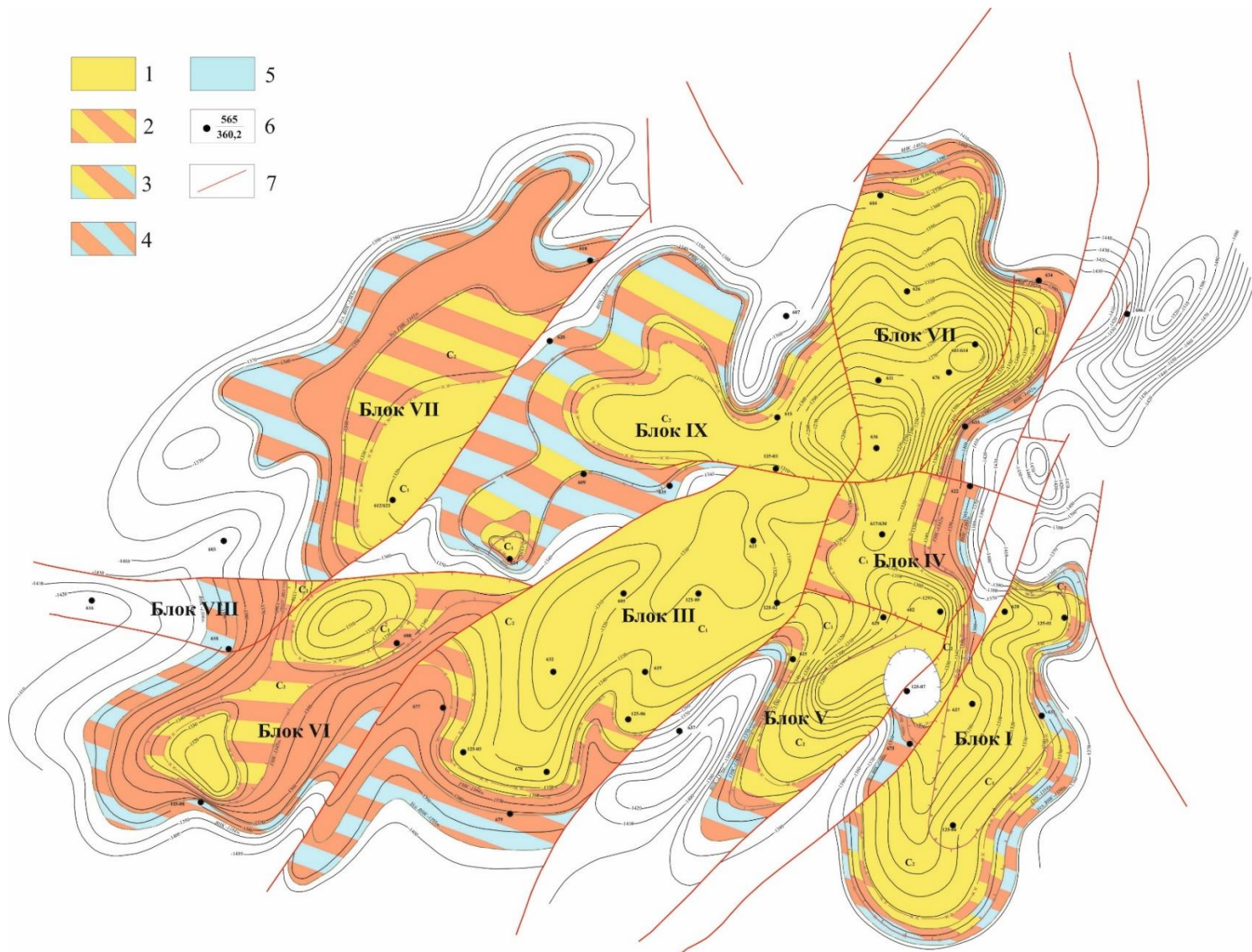


Рисунок 4.1 – Структурная карта продуктивного горизонта юрхский-I (по материалам АО «Саханефтегаз») [180,

186]

Условные обозначения. Залежи: 1 – газовая залежь; 2 – газонефтяная; 3 – нефтяная; 4 – газонефтеводоносная; 5 – водонефтяная; 6 – тектонические нарушения; 7 – скважины.

Барические показатели венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса соответствуют условной гидростатике, вендский терригенный комплекс представлен субгидростатическими пластовыми давлениями (таблица 2.1).

Ниже приводится пример решения гидродинамических потенциалов продуктивного горизонта юрхский I, т.к. по этому пласту при опробовании скважин были получены наиболее качественные и количественные гидрогеологические данные. Пластовые давления на глубине 1560-1710 м составляют 15,8 – 16,7 МПа (рисунок 4.2).

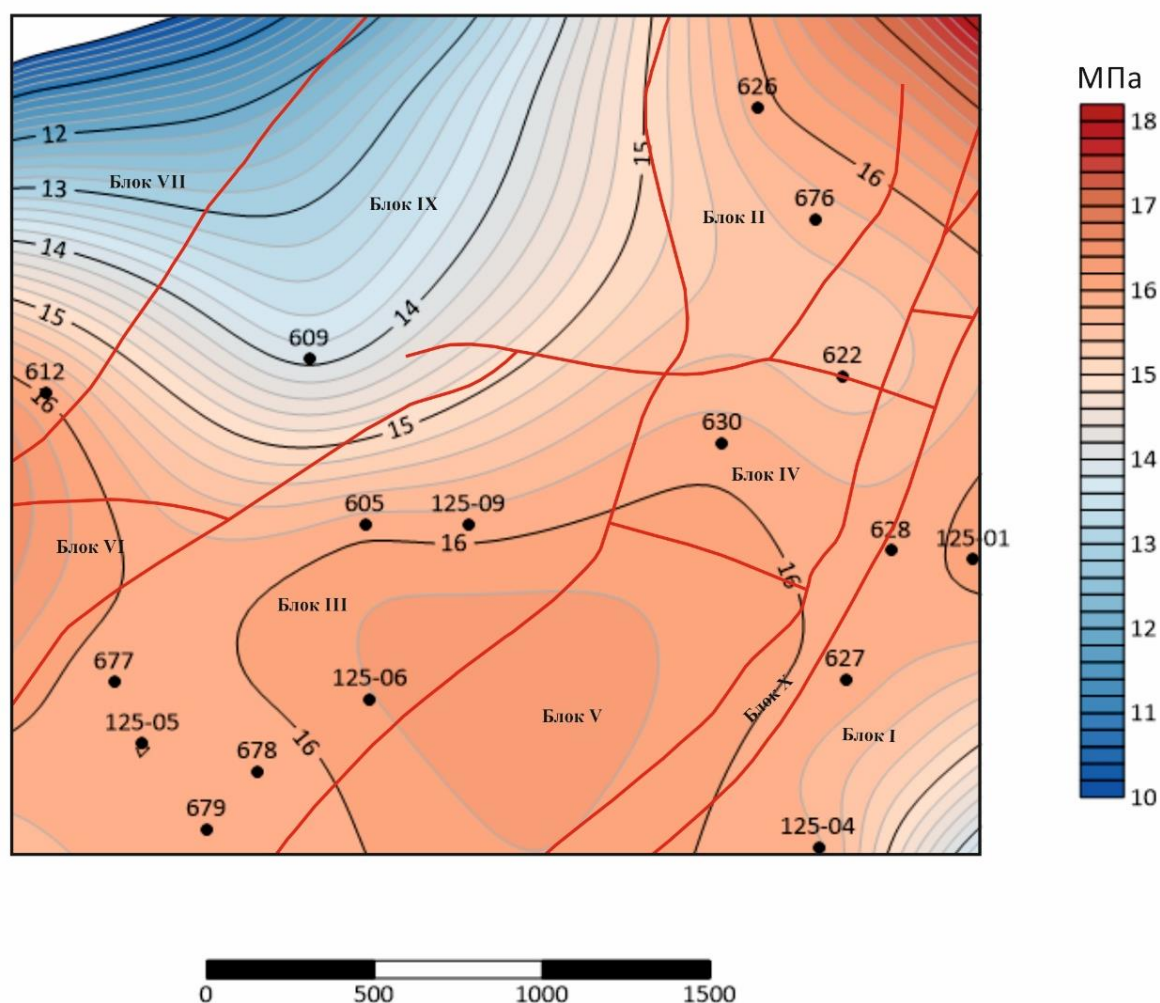


Рисунок 4.2 – Карта изобар горизонта юрхский I Верхневилучанского НГМ (по данным А.А. Граусмана) [179]

При расчете гидродинамических потенциалов первым шагом надо найти значения гидростатического напора h_v , более подробно методика расчетов всех параметров изложена в главе 3.3. На основании полученных значений строим карту движения пластовой воды горизонта юрхский I в пределах Верхневилучанского НГМ (рисунок 4.3).

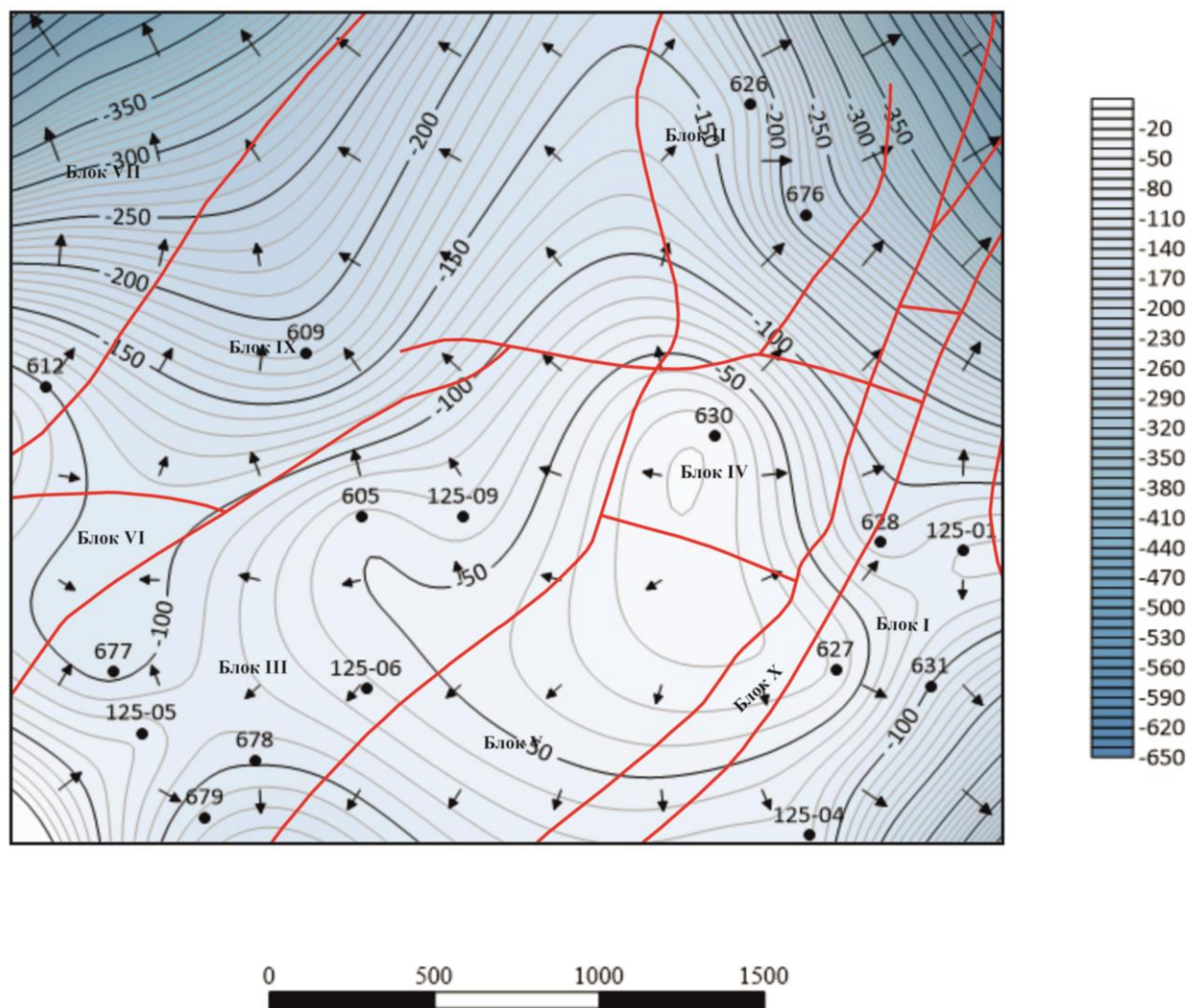


Рисунок 4.3 – Карта потенциометрической поверхности, отражающей течение пластовой воды горизонта юрхский I Верхневилучанского НГМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ОАО «Саханефтегаз») [179, 186]

Как известно, направление течения флюида определяется значением потенциалов Φ , от большего значения к меньшему. Из фактических данных (таблица 4.2) по разрезу следует, что пластовое давление постепенно

увеличивается с глубиной от 15,9 МПа до 17,34 МПа. Но отмечается снижение значений гидродинамического потенциала воды Φ от подошвы солей -1718,3 м²/с² (юряхский I, II) до низов осадочного чехла -7887,2 м²/с² (вилючанский горизонт) – это условие говорит о том, что движение пластовой воды стремится вниз – нисходящая миграция воды (рисунок 4.4.). Данное условие сохраняется во всех блоках месторождения.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов гидродинамических потенциалов продуктивных горизонтов севера Непско-Ботуобинской НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по материалам ОАО «Саханефтегаз», АО «СНИИГиМС», ОАО «Якутгазпром») [178, 180, 185]

Скважина	Абс.отм., м	Пласт.давл., МПа	Потенциал Φ , м ² /с ²			Продуктивный горизонт
			вода	нефть	газ	
Верхневилучанское НГМ						
626	-1320,8	15,9	-1718,3	-	56093,4	Ю-I
678	-1364,7	15,87	-950,6	3825,4	-	Ю-I
607	-1373,7	14,57	-1444,7	-	61046,5	Ю-II
677	-1375,6	15,9	-1012,8	3780,5	-	Ю-I
679	-1393,5	15,9	-1153,6	3653	-	Ю-I
614	-1852,7	17,9	-5001,6	-	62746	Харыстанский
614	-2151,1	17,8	-7376,6	-	63199,8	Вилучанский
626	-2188,7	17,34	-7887,2	-	-	Вилучанский
Среднеботуобинское НГКМ						
25	-1141,9	15,2	1267,0	5992,3	-	Осинский
41	-1541,5	14,1	-4224,6	-	53287,2	Ботуобинский
54	-1561,4	14,2	-4080,2	-	53934,8	Ботуобинский
25	-1570	14,3	-4263,4	-	54658,4	Ботуобинский
8	-1570	14,4	-4235,0	-	54698,1	Ботуобинский
Чаяндинское НГКМ						
180-05	-1367,2	13,03	-3063,4	-	48492,1	Ботуобинский
765	-1367,2	13,21	-3437	-	49583,3	Ботуобинский
321-42	-1413,4	13,25	-3764,	-	49925,4	Ботуобинский
321-05	-1430,1	13,35	-3815,9	-	50468,2	Ботуобинский
180-03	-1391,5	13,31	-3487,6	-	51063,5	Хамакинский
763	-1422,6	13,19	-3818,9	-	50589,8	Хамакинский
Талаканское НГКМ						
179-22	-671,9	9,88	1263,6	6149,6	-	Осинский
179-35	-700,9	9,7	765,4	5518,2	-	Осинский
179-60	-708	10,15	818,4	5348,8	-	Осинский
179-51	-724,5	9,89	425,1	5115,5	-	Осинский
179-48	-740,1	9,8	190,2	4829,5	-	Осинский
179-45	-741,2	9,8	178,9	4817,9	-	Осинский

По газу наблюдается обратная ситуация: значения потенциалов по разрезу уменьшаются снизу вверх от 63199,8 м²/с² (вилючанского) до 56093,4 м²/с² (юряхского) горизонта. Движение газа стремится в вышележащие горизонты – восходящая миграция. Значение потенциалов нефти, как и пластовой воды уменьшается с увеличением глубины, здесь также представлено условие нисходящей миграции.

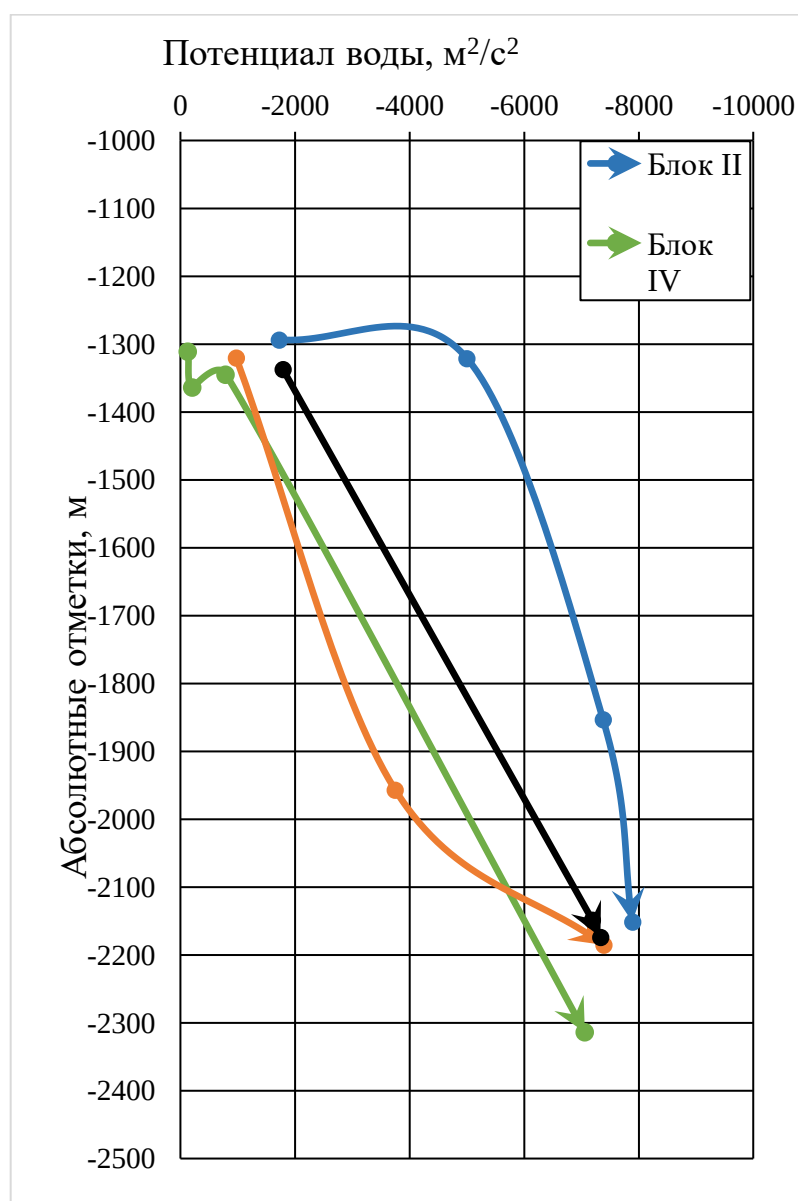
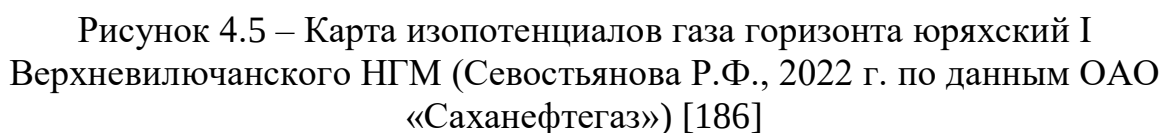


Рисунок 4.4 – График значений потенциалов пластовой воды Верхневилучанского НГМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ОАО «Саханефтегаз») [186]

По результатам расчетов гидродинамического потенциала автором построена карта изопотенциалов газа (рисунок 4.5.) горизонта юряхский I, определяющая места возможной аккумуляции УВ по методу U, V, Z.



Как видно на рисунке 4.5 выделены три области с хорошо выраженной высокой потенциальной энергией газа (в блоке I и II). При сопоставлении структурной карты юрхский I (рисунок 4.1) залежи газа находятся в самых высоких гипсометрических уровнях.

Следовательно, согласно современной теории геофлюидодинамики, в блоках I и II должны быть сосредоточены залежи газа. Построенная карта с возможными залежами газа подтверждает наличие в этих блоках газ (рисунок 4.5).

Среднеботуобинское НГКМ. Месторождение приурочено к Среднеботуобинской брахиантиклинали северо-восточного простирания, осложняющее центральную часть Мирнинского выступа, открыто в 1970 г. Структура разделена на 3 крупных тектонических блока: северный, центральный и восточный (рисунок 4.6).

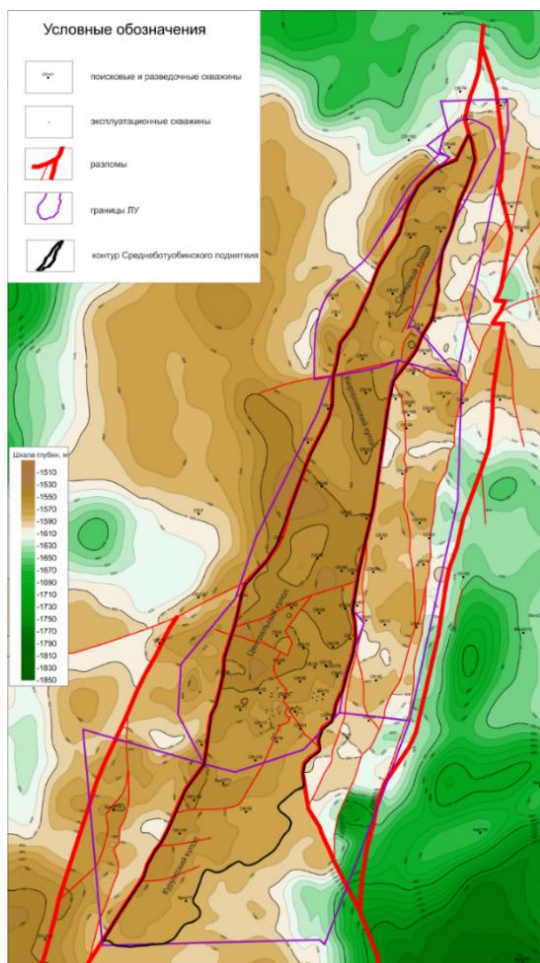


Рисунок 4.6 – Структурная карта ботуобинского горизонта Среднеботуобинского НГКМ (материалы АО «СНИИГГиМС») [187]

Каждый из которых разбит более мелкими дизъюнктивами. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с карбонатными отложениями осинского и терригенными коллекторами ботуобинского, улаханского и талахского горизонтов [67, 118].

Из-за неравномерного распространения гидрогеологических данных, удалось рассчитать только для наиболее изученного ботуобинского продуктивного горизонта, рассмотрим его более подробно. Пластовые давления ботуобинского горизонта на месторождении характеризуются аномально низкими – 14-14,4 МПа на глубине 1875-1925 м (рисунок 4.7), пластовые температуры +12-14°C.

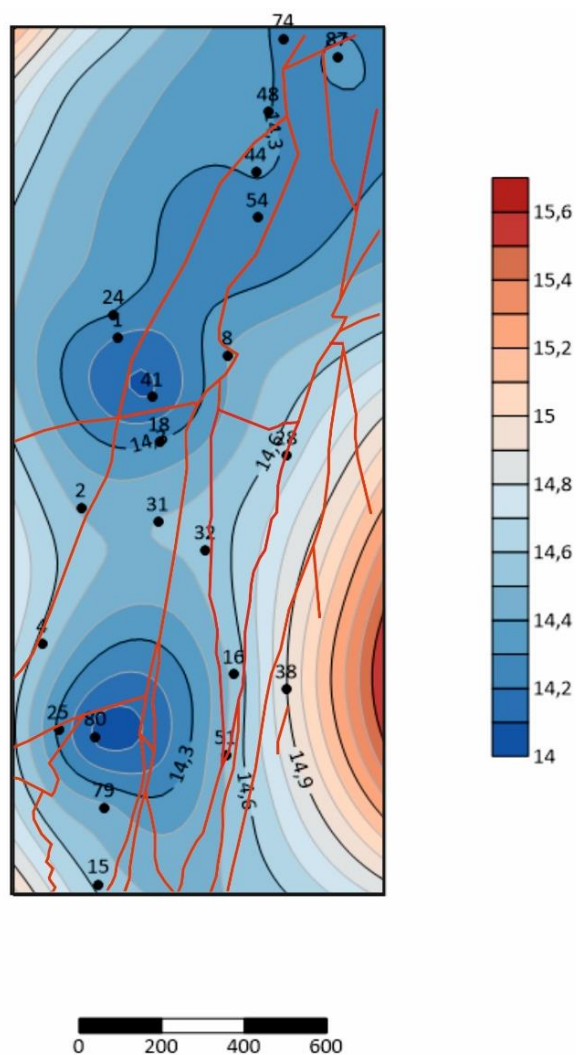


Рисунок 4.7 – Карта изобар ботуобинского горизонта Среднеботуобинского НГКМ (по данным АО «СНИИГГиМС», А.А. Граусмана) [179, 187]

С применением программного обеспечения Surfer Golden Software удалось построить трехмерную карту потенциметрической поверхности пластовой воды. Она представлена ниже на рисунке 4.8. При сопоставлении структурной карты и карты потенциметрической поверхности воды, мы будем наблюдать, что течение воды будет двигаться в сторону нижележащих гипсометрических отметок, что согласуется с гравитационной концепцией формирования залежей УВ.

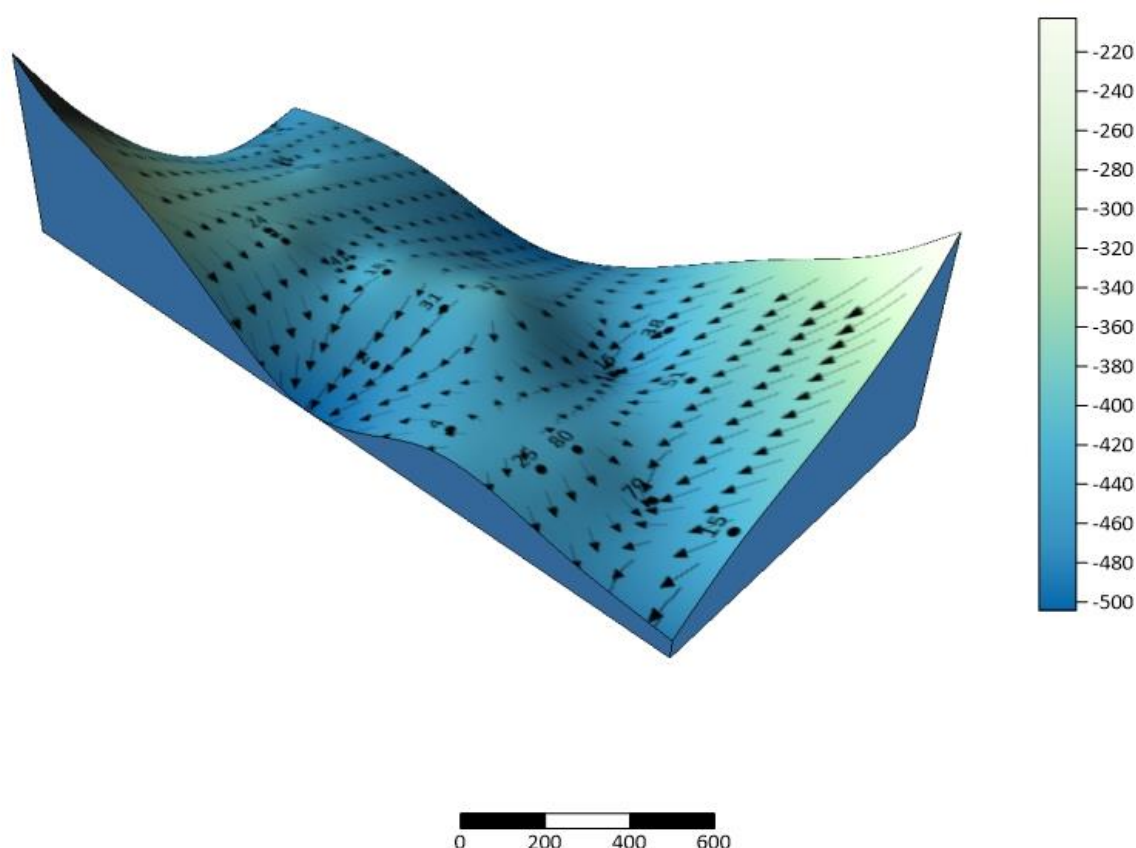


Рисунок 4.8 – 3D карта потенциметрической поверхности, отражающей течение пластовой воды ботуобинского горизонта Среднеботуобинского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным АО «СНИИГГиМС») [185]

По результатам расчетов гидродинамических потенциалов наблюдаем нисходящую миграцию пластовой воды, значения Φ воды уменьшаются вниз по разрезу. А значения потенциалов газа увеличиваются вверх по разрезу, от подошвы фундамента к кровле подсолевого этажа, здесь наблюдается восходящая миграция газа, как и в Верхневиллючанском НГМ.

Из построенной карты изопотенциалов газа ботубинского горизонта (рисунок 4.9), следует, что залежи газа сосредоточены в северном блоке, в северной части восточного блока и в южной части центрального блока (центральный купол), где составляет максимальные значения глубины.

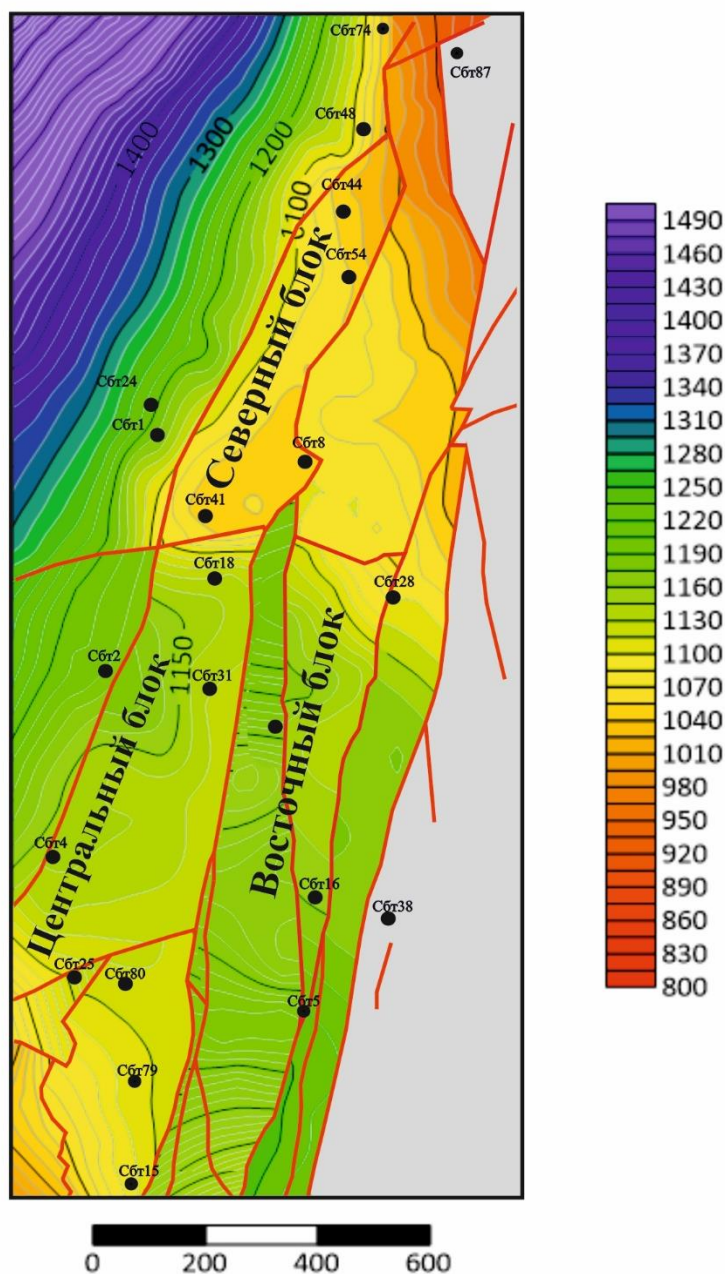


Рисунок 4.9 – Карта изопотенциалов газа ботубинского горизонта Среднеботубинского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным АО «СНИИГГиМС») [187]

Чаяндинское НГКМ. Месторождение находится в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода, осложняющего Непско-Ботуобинскую антеклизу, в зоне сочленения его с Мирнинским выступом и Ньюско-Джербинской впадиной Предпатомского прогиба, открыто в 1980 г. Представлена многочисленными дизъюнктивными нарушениями и разделено на 3 основных тектонических блока: северный, южный и саманчикитский (рисунок 4.10). Промышленные запасы УВ связаны с вендским терригенным комплексом, они сосредоточены в ботуобинском, хамакинском и в талахском продуктивных горизонтах.

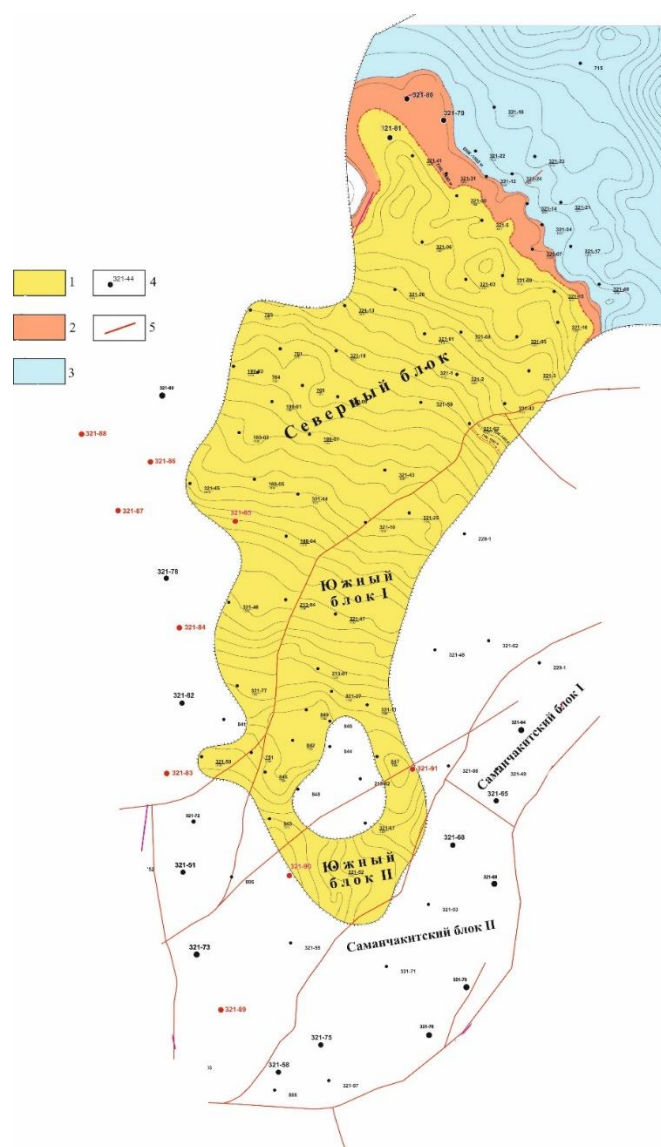


Рисунок 4.10 – Структурная карта ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ (по материалам ОАО «Саханефтегаз») [179]

Условные обозначения. Залежи: 1 – газовые; 2 – нефтяные; 3 – водяные; 4 – скважины; 5 – тектонические нарушения.

На месторождении пластовые давления и температуры на глубине 1540 – 1970 м соответственно составляли 13,14 – 13,9 МПа, +9°С, что является аномально низким для таких глубин (рисунок 4.11).

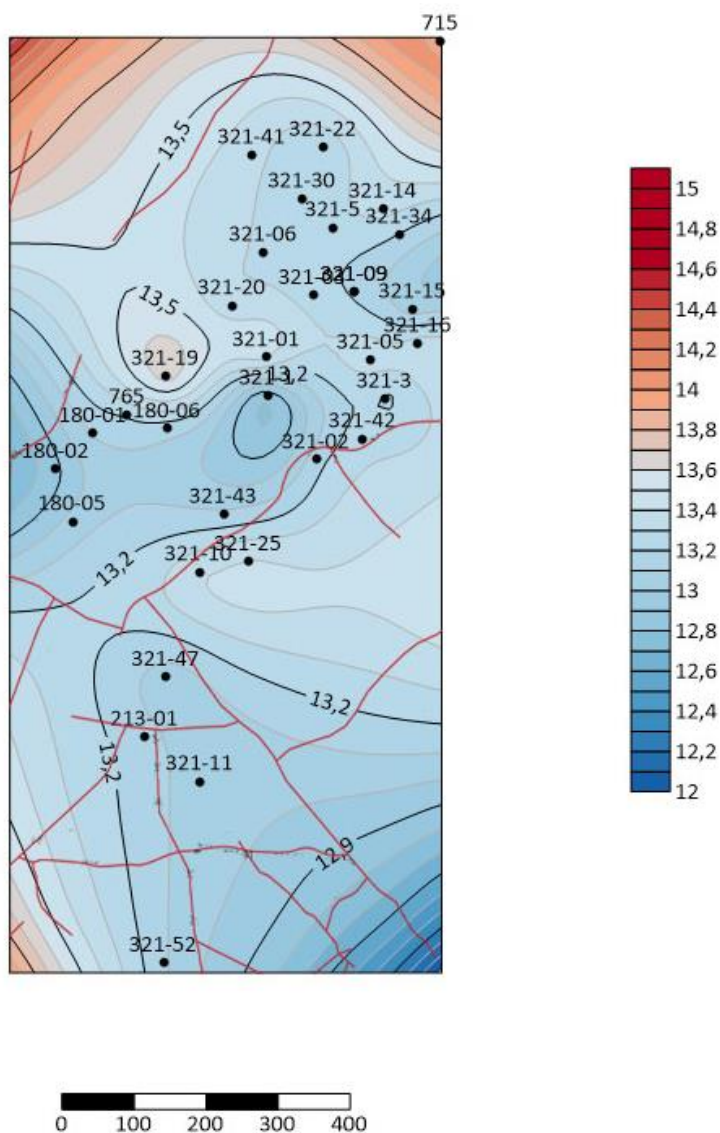


Рисунок 4.11 – Карта изобар ботубобинского горизонта Чаяндинского НГКМ (по данным ПГО «Ленанефтегазгеология») [181]

Автором были сделаны расчеты гидродинамических потенциалов Ботубобинского продуктивного горизонта. Для решения задачи были

использованы данные по пластовым давлениям, плотности флюида, абсолютные отметки контактов (ВНК) и другие параметры, которые описаны в главе 3.3.

Исходя из этого по разрезу значения потенциалов воды уменьшаются в сторону фундамента, пластовая вода стремится вниз – нисходящая миграция, а газ движется вверх – восходящая миграция (таблица 4.2).

Была построена карта изопотенциалов газа ботубобинского горизонта (рисунок 4.12). Из рисунка следует, что залежи газа сосредоточены в северном и в южном блоках, что подтверждается бурением более 30 скважин.

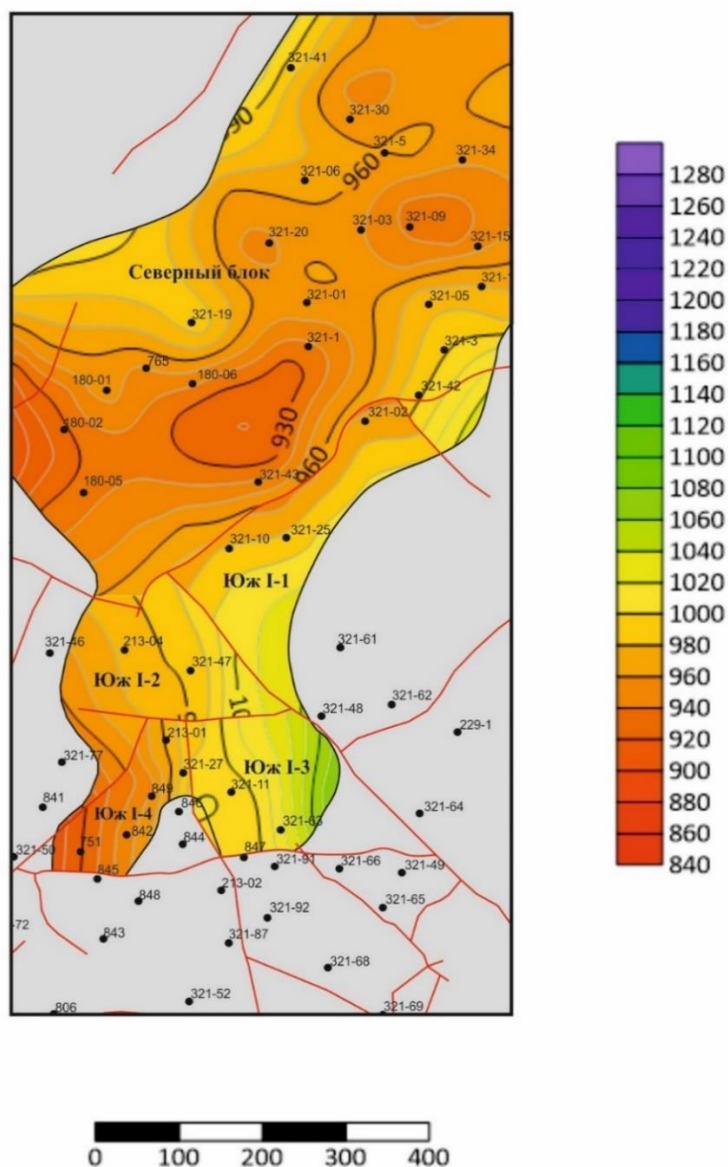


Рисунок 4.12 – Карта изопотенциалов газа ботубобинского горизонта
Чаяндинского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ПГО
«Ленанефтегазгеология») [181]

Южный блок I-4 находится на самой высокой отметке, отсюда следует вывод о том, что энергия газа стремится в вышележащие отложения.

Талаканское НГКМ. Месторождение находится в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы, в Непско-Пеледуйском своде, осложнена разрывными нарушениями, которые делят месторождение на 3 основных блока: таранский, центральный и восточный. Центральный блок в свою очередь разделен дизъюнктивными разломами на 3 залежи. Из-за недостаточного количества гидрогеологических данных была построена карта изопотенциалов только для нефти осинского горизонта центрального блока месторождения (рисунок 4.13). Показатели термобарических условий месторождения на глубине 1062-1195 м равны 9,7 – 10 МПа, +12°C.

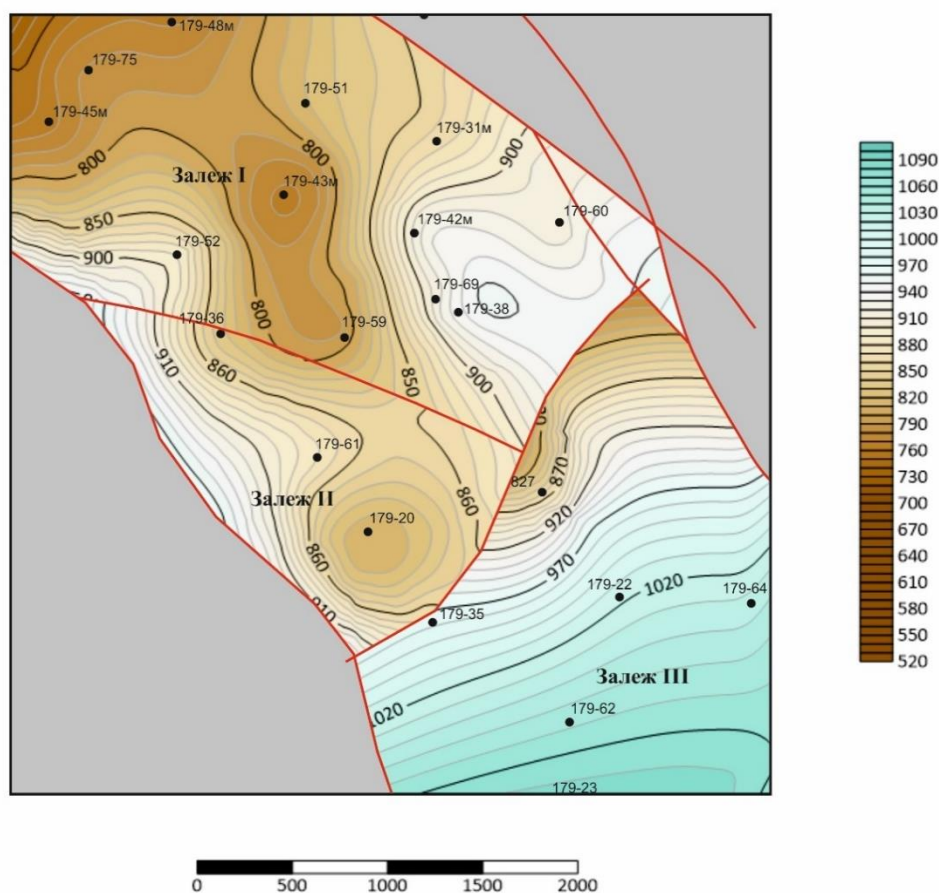
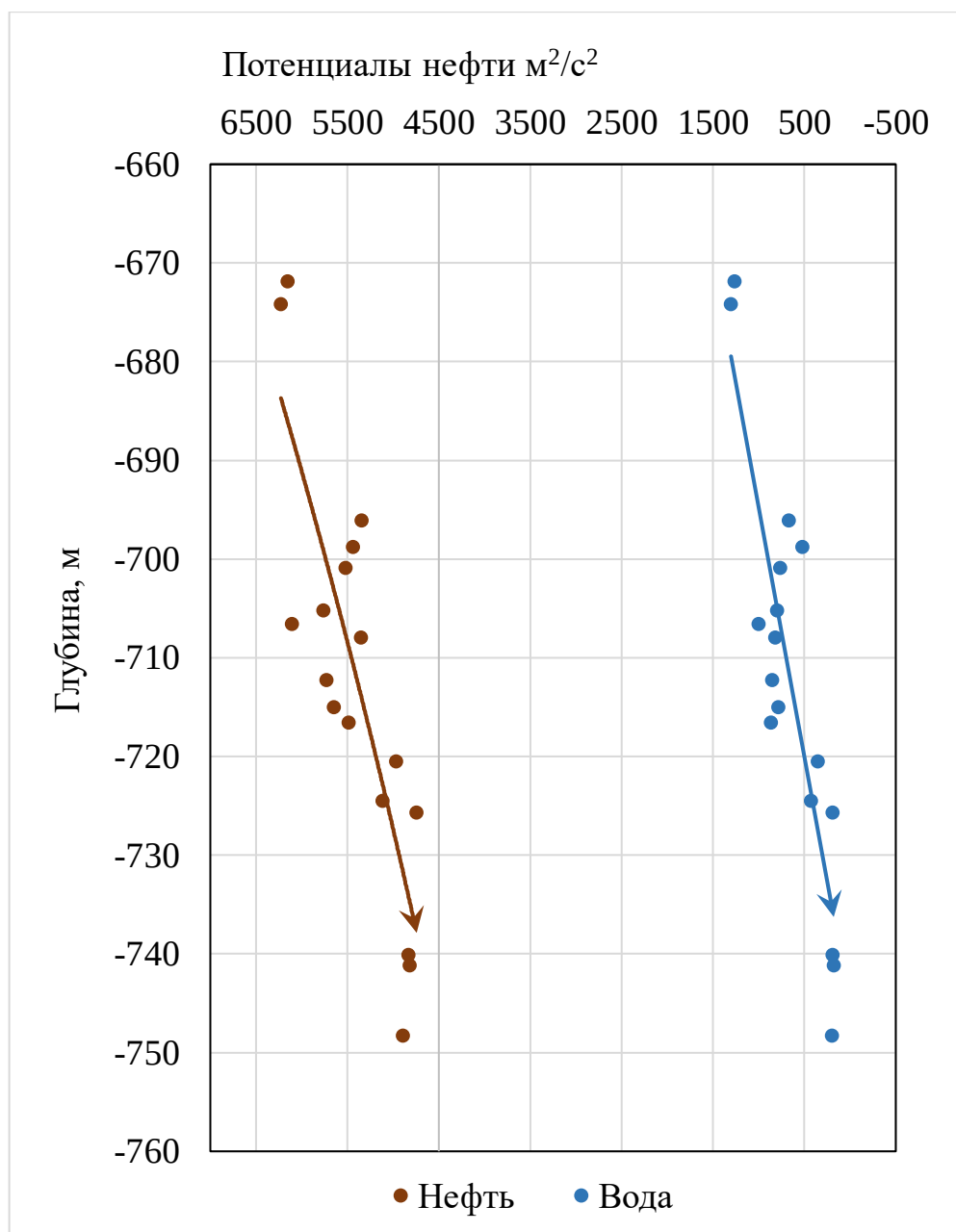


Рисунок 4.13 – Карта изопотенциалов нефти осинского горизонта Талаканского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным ПГО «Ленанефтегазгеология»)

При структурных и гидродинамических условиях выявляется более замкнутые области низкой потенциальной энергии нефти, приуроченные в центральной части залежи I и на юге залежи II. На севере залежи III также фиксируются низкие показатели потенциалов нефти (рисунок 4.13). По разрезу значения потенциалов нефти, как и у воды уменьшаются по глубине (рисунок 4.14).



По мнению автора, разнонаправленное течение флюидов обусловлено преобладающей энергией свободного и водорастворенного газа. Как отметили в своих исследованиях И.А. Корнев, А.Ф. Сафронов, М.К. Черемкин и др. газ может выступать основным аккумулятором и источником пластовой энергии, способствующей движению флюидов в глубоких горизонтах, а в отдельных случаях даже может поддерживать работу нефтяных скважин в режиме фонтанирования в условиях дефицита пластового давления [56, 93, 94].

По данным А.С. Анциферова газонасыщенность вод в подсолевом гидрогеологическом этаже составляет 373–780 см³/дм³. Состав растворенного газа преимущественно метановый (свыше 75%) [5]. Указанная недонасыщенность рассолов, возможно, связана с естественной дегазацией вод в связи с изменениями термобарических условий. Несмотря на относительно низкое содержание растворенного газа в пластовых водах, в целом общий объем водорастворенного газа достаточно велик и может устанавливать динамику дальней миграции флюидов.

На этом фоне рассольные воды, как составной элемент подсолевой флюидной системы, пассивны и в условиях пониженных пластовых давлений не имеют достаточного потенциала для формирования регионального потока [5]. Градиент пластового давления определяется плотностью газа и весом газового столба.

На основании вышеизложенных материалов формулируется второе защищаемое положение: **сопряжение разнонаправленной внутрипластовой миграции газовых и жидких флюидов: восходящей миграции газа и нисходящей миграцией нефти и подземных вод, что является физическим следствием гидродинамической закрытости подсолевого этажа севера Непско-Ботубинской НГО.**

4.2. Прогноз потенциальных зон нефтегазонакопления

Северо-западная часть Непско-Ботуобинской НГО в структурном плане представлена западным бортом Непско-Ботуобинской антиклизы, на крайнем северо-западе сменяющимся восточным склоном Курейской синеклизы. Исследуемая территория представлена моноклиной, осложненная «структурными носами» северо-западного простирания и серией разломов.

В 80-х годах XX века здесь были пробурены 3 скважины. Поисковая скв. №705 и параметрическая скв. №704 на Кубалахской площади, параметрическая скв. № 702 на Хайской площади. По результатам бурения в скв. №704 и №705 установлено отсутствие в разрезе вендского терригенного комплекса. При опробовании осинского горизонта был получен приток фильтрата промывочной жидкости и отмечалось свободное выделение газа. В керне отмечены выпоты нефти [184]. Параметрическая скв. №702, заложенная для установления характера выклинивания терригенного комплекса, вскрыла 10-метровый песчаный пласт в низах осадочного чехла с достаточно высокими коллекторскими свойствами: пористость 10-16%, проницаемость достигала 600 мД.

В разрезе исследуемой территории по данным сейсморазведки выделяют восемь сейсмогеологических комплексов (таблица 4.3). Стратиграфическая привязка отражённых волн произведена АО «Якутскгеофизика» [183] к разрезам глубоких скважин № 591, 705, 716, 100, 702, 704 с использованием материалов АК, ВСП и одномерного моделирования:

- волна Ф приурочена к кровле кристаллического фундамента;
- опорная волна KB формируется на границе карбонатных и терригенных отложений венда;
- опорная волна II стратифицируется с границей галогенных юрегинских и карбонатных билирских отложений нижнего кембрия;

Таблица 4.3 – Сейсмогеологическая характеристика северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы
(материалы АО «Якутскгеофизика») [183]

Возраст	Формация	Свита	Индекс	Сейсмический горизонт	Мощность, м	Литология
J	Надсолевая	Укугутская	J _{1uk}	A K ^T ₁ I II KB		Угленосные терригенные отложения
Є		Верхоленская В	Є _{2vl2}		150-520 по скв 761, 704	Карбонатно-терригенные породы верхнего кембрия
		Верхоленская Н	Є _{2vl1}			
		Метегерская	Є _{1mt}			
		Ичерская	Є _{1ic}			
	Чарская	Є _{1cr}				
	Олекминская	Є _{1ol}	970-1050 по скв. 591, 704		Карбонатно-галогенный комплекс отложений нижнего кембрия	
	Толбачанская В	Є _{1tb2}				
	Толбачанская Н	Є _{1tb1}				
	Эльгянская	Є _{1el}				
	Нелбинская	Є _{1nb}				
Юрегинская	Є _{1jr}	240-340 по скв. 591, 2831	Галогенные отложения нижнего кембрия			
V-Є	Подсолевая	Билирская В	Є _{1bl2}		300-450 по скв. 702, 2831	Карбонатные отложения венд-нижнего кембрия
		Билирская Н	Є _{1bl1}			
		Юряхская В	V-Є _{1jh2}			
		Юряхская Н	V-Є _{1jh1}			
Кудулахская		Vkd				
V		Успунская	Vus	0-150 по скв.704, 715, 716, 717	Терригенные отложения венда	
		Бюкская В	Vbuk ₂			
		Бюкская Н	Vbuk ₁			
		Паршинская В	Vpr ₂			
		Паршинская Н	Vpr ₁			
Талахская		Vtlh				
AR-PR ₁		Фундамент	AR-PR ₁	Ф		Метаморфические и интрузивные образования

- волна I формируется в кровле галогенных отложений юрегинской свиты нижнего кембрия;

- волна K_1^T образуется на подошве соленосных отложений верхнетолбачанской подсвиты.

Перспективы нефтегазоносности в северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО связаны с подсолевыми вендско-нижнекембрийскими терригенно-карбонатными комплексами [104, 117]. На территории исследования по сейсморазведочным материалам можно увидеть различного рода разрывные нарушения (рисунки 4.15, 4.16), которые видимо контролируют геофлюидодинамическую обстановку нефтегазонакопления.

В терригенной части венда осложнен Гилябкинско-Джункунским погребённым выступом второго порядка, находящимся на одном уровне с соседним Среднеботуобинским выступом. По кровле отложений венда Гилябкинско-Джункунский выступ не проявляется. Его размеры составляют 160*50 км, амплитуда 100 м. Данный выступ является перспективным объектом на поиски неантиклинальных ловушек. Здесь выделяют некоторые возможно перспективные продуктивные горизонты: осинский, преображенский, ботуобинский, талахский, верхнечонский, улаханский [112, 183]. Следует подчеркнуть, что на северо-западе Непско-Ботуобинской НГО терригенная часть венда выклинивается.

На основе структурных построений АО «Якутскгеофизика» и АО «ВНИГРИ», а также анализа геофлюидодинамических условий северо-восточной части НБ НГО автором сделан прогноз зон нефтегазонакопления ботуобинского и улаханского продуктивных горизонтов на малоизученной северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО. Были рассчитаны гидродинамические потенциалы и построены карты изопотенциалов газа ботуобинского и улаханского горизонтов.

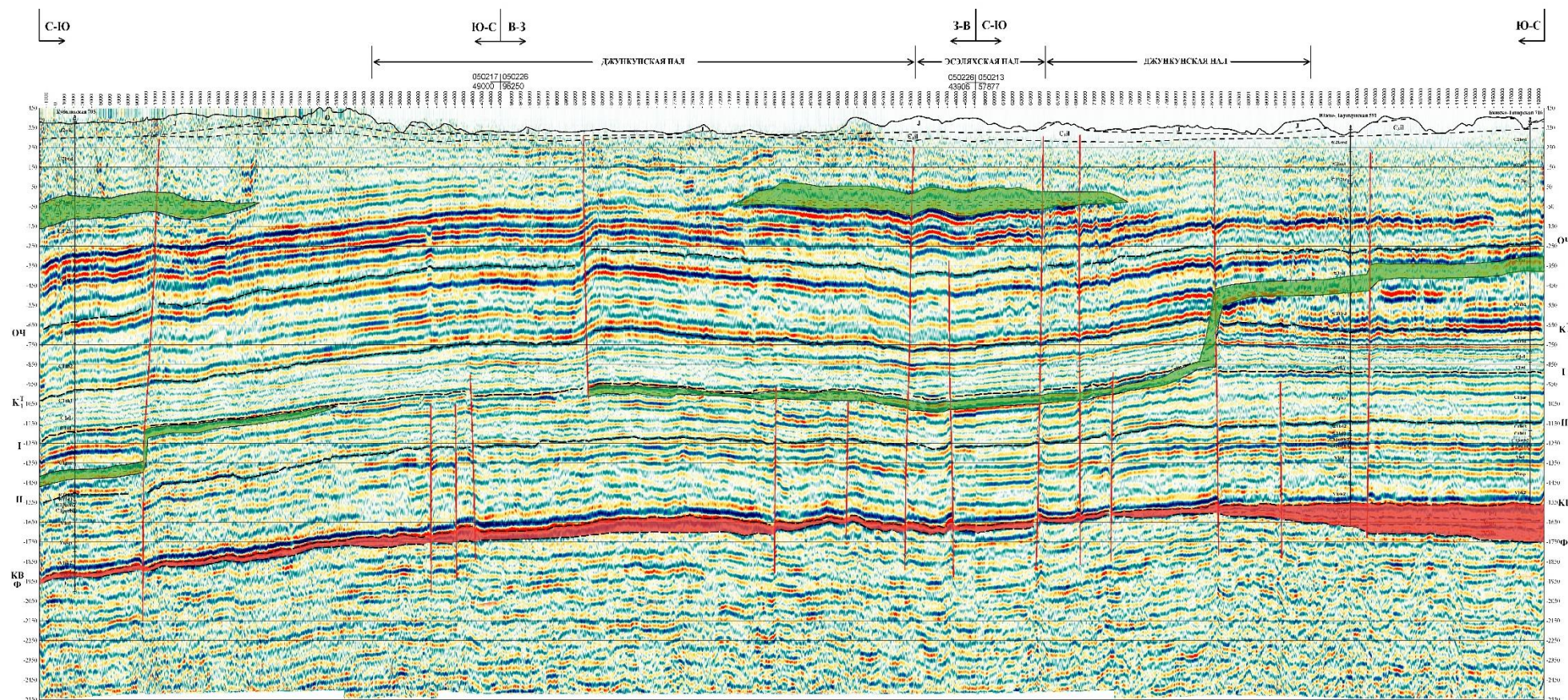


Рисунок 4.15 – Сейсмический профиль северо-запада Непско-Ботубинской антеклизы

(Поспеева Н.В., Оболкин А.П. АО «Якутскгеофизика») [183]

Условные обозначения: 1 – траппы; 2 – вендский терригенный комплекс; 3 – тектонические нарушения.

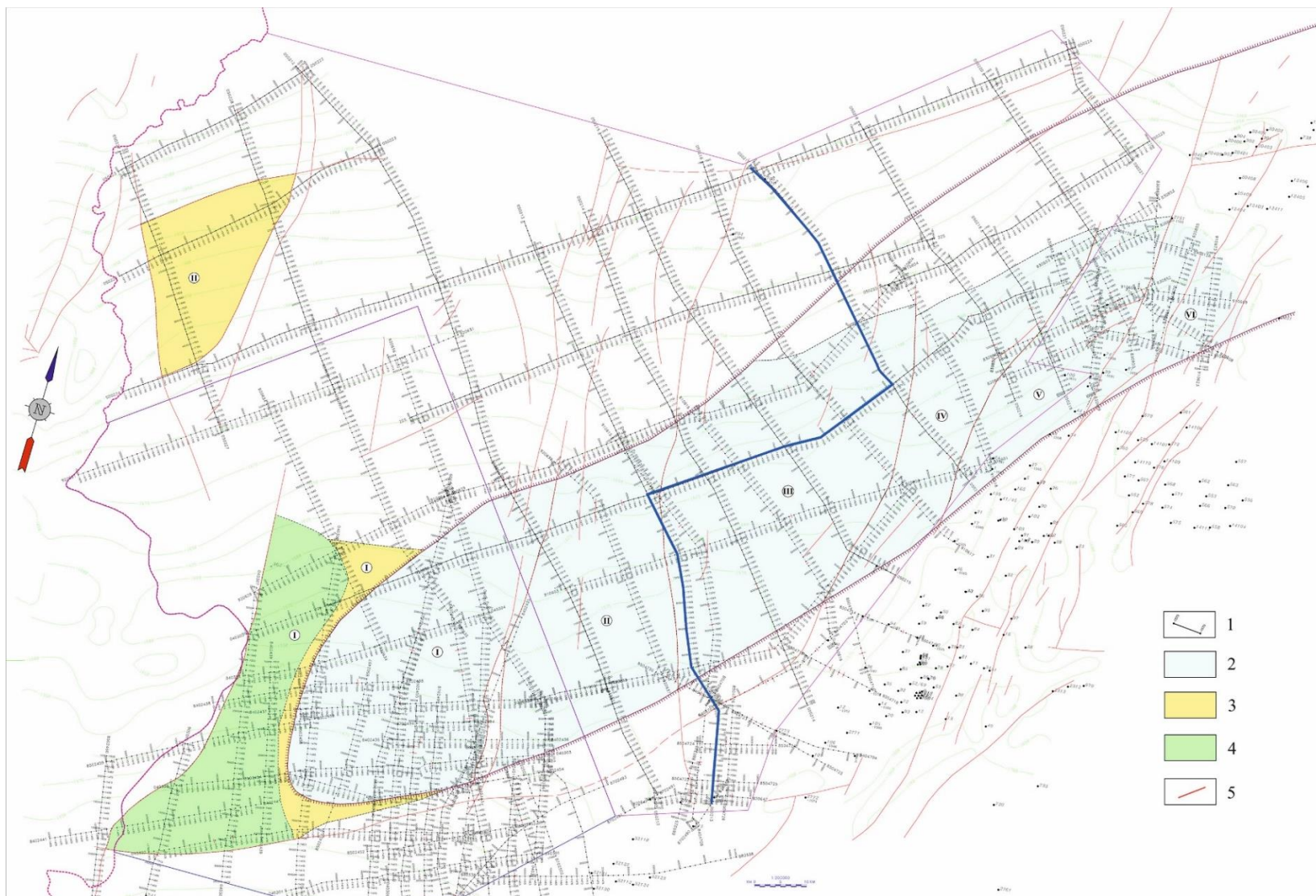


Рисунок 4.16 – Схема выделения неантиклинальных ловушек АО «Якутскгеофизика»

(Поспеева Н.В., Оболкин А.П.) [183]

Условные обозначения: 1 – сейсморазведочные профили; 2 – неантиклинальные структуры по улаханскому горизонту I – Гилябкинская II, – Эселяхская, III – Джункунская, IV – Билирская, V – Юлелирская, VI – Улахан-Догорская; 3 – по горизонту ВЧ 1: I – Гилябкинская; 4 – по горизонту ВЧ2: I – Гилябкинская, II – Нижнечонская.

При выполнении расчетов гидродинамических потенциалов ботуобинского горизонта для уточнения зон накопления УВ и прогноза залежей газа были взяты за эталон данные из соседних Среднеботуобинского и Чаяндинского НГКМ. Пластовые давления 13,4 – 14,4 МПа, плотность газа 0,2 г/см³, условный горизонт z взят -1600 – -1500 м по материалам сейсморазведочных данных [183]. Толщины этого отложения колеблются от 1 м до 17 – 19 м (Бюк-Танарская скв. №717 – Курунгская скв. №2773) [112]. В результате была построена карта перспективных зон, аккумуляции газа (рисунок 4.17).

На рисунке 4.17 представлена схема прогноза изопотенциалов газа ботуобинского горизонта на северо-западе Непско-Ботуобинской НГО. Прогнозируется миграция газа в вышерасположенные интервалы юго-западной части северного блока Чаяндинского НГКМ и на восток к Среднеботуобинскому НГКМ.

Существование улаханского горизонта на изучаемой территории основывается на данных бурения. На севере площади в скважине №702 его мощность составляет 1,2 м. На юге, по данным Л.Д. Колотущенко в Южно-Джункунской скважине №591 выявлена зона замещения горизонта, которая прослеживается по северо-западным скважинам Среднеботуобинского месторождения. В северной части Среднеботуобинского НГКМ на участке скважин №№48, 74 и 99 в песчаниках толщина меняется от 0 до 12 м. В Чempурекской скважине №2831, вскрыт пласт улаханских песчаников эффективной мощностью 13,6 м. В Буордахской скважине №2751 эффективная мощность улаханского пласта составляет 12,4 м. Залежи нефти и газа в этом горизонте присутствуют на Нелбинском, Иреляхском, Мирнинском,

Маччобинском НГКМ. Нефтегазопроявления отмечаются почти во всех скважинах, вскрывших улаханский горизонт. По сейсморазведочным материалам АО «Якутскгеофизика» выделены четыре неантиклинальных ловушек по улаханскому горизонту (рисунок 4.16).

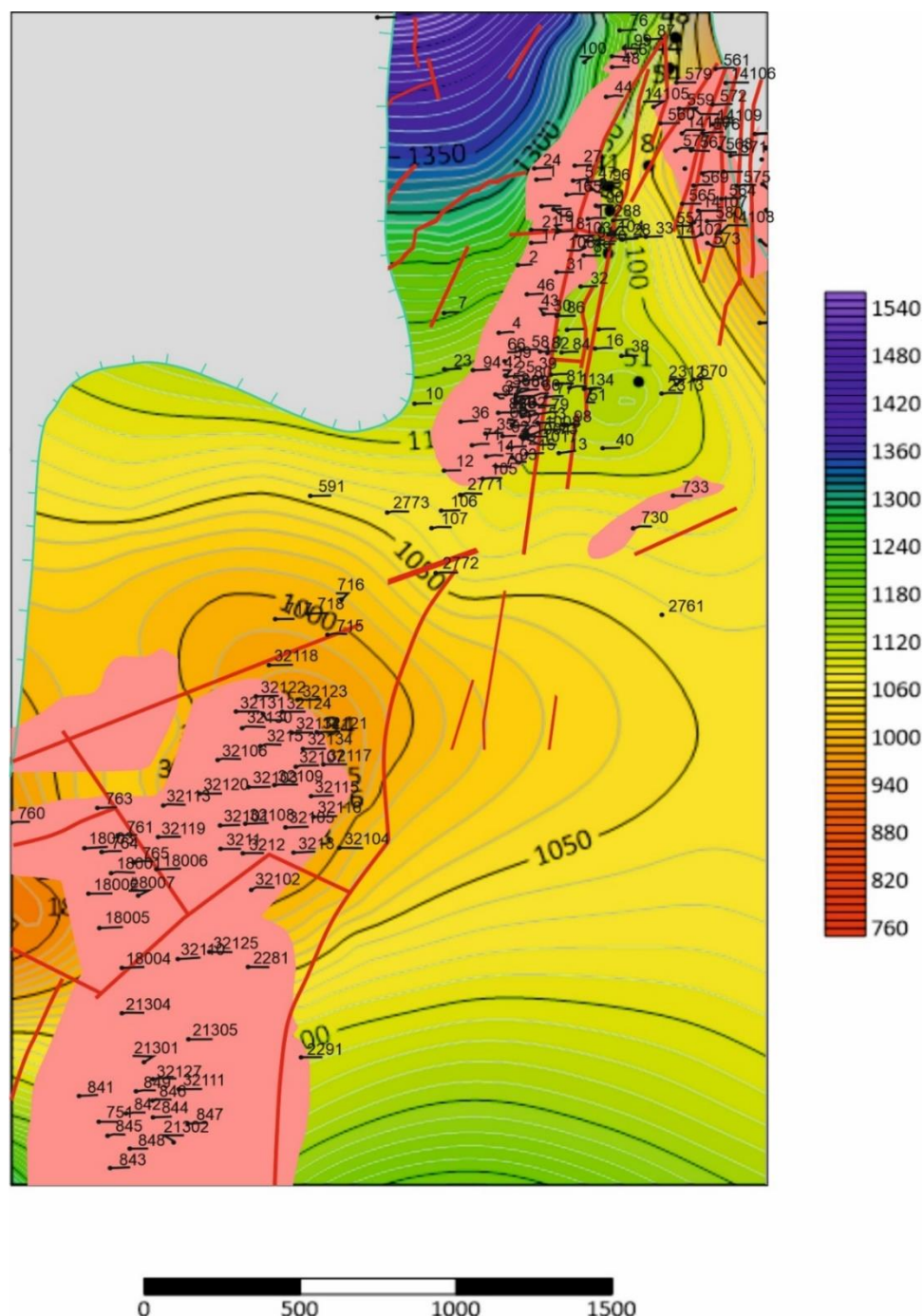


Рисунок 4.17 – Схема прогноза изопотенциалов газа ботубинского горизонта на северо-западной части Непско-Ботубинской НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология», А.А. Граусмана) [112, 179, 181]

Для расчетов и прогноза по улаханскому горизонту за эталонные параметры были взяты из Маччобинского и Иреляхского НГКМ. Пластовые давления 14,1 – 16 МПа, плотность газа 0,2 г/см³, условный горизонт z по структурным построениям был взят по глубине -1700 – 1800 м. Также была построена схема прогноза изопотенциалов газа (рисунок 4.18). Значения изопотенциалов газа уменьшаются в северо-восточном направлении к вышележащим гипсометрическим уровням. Газ стремится вверх – восходящая миграция [97].

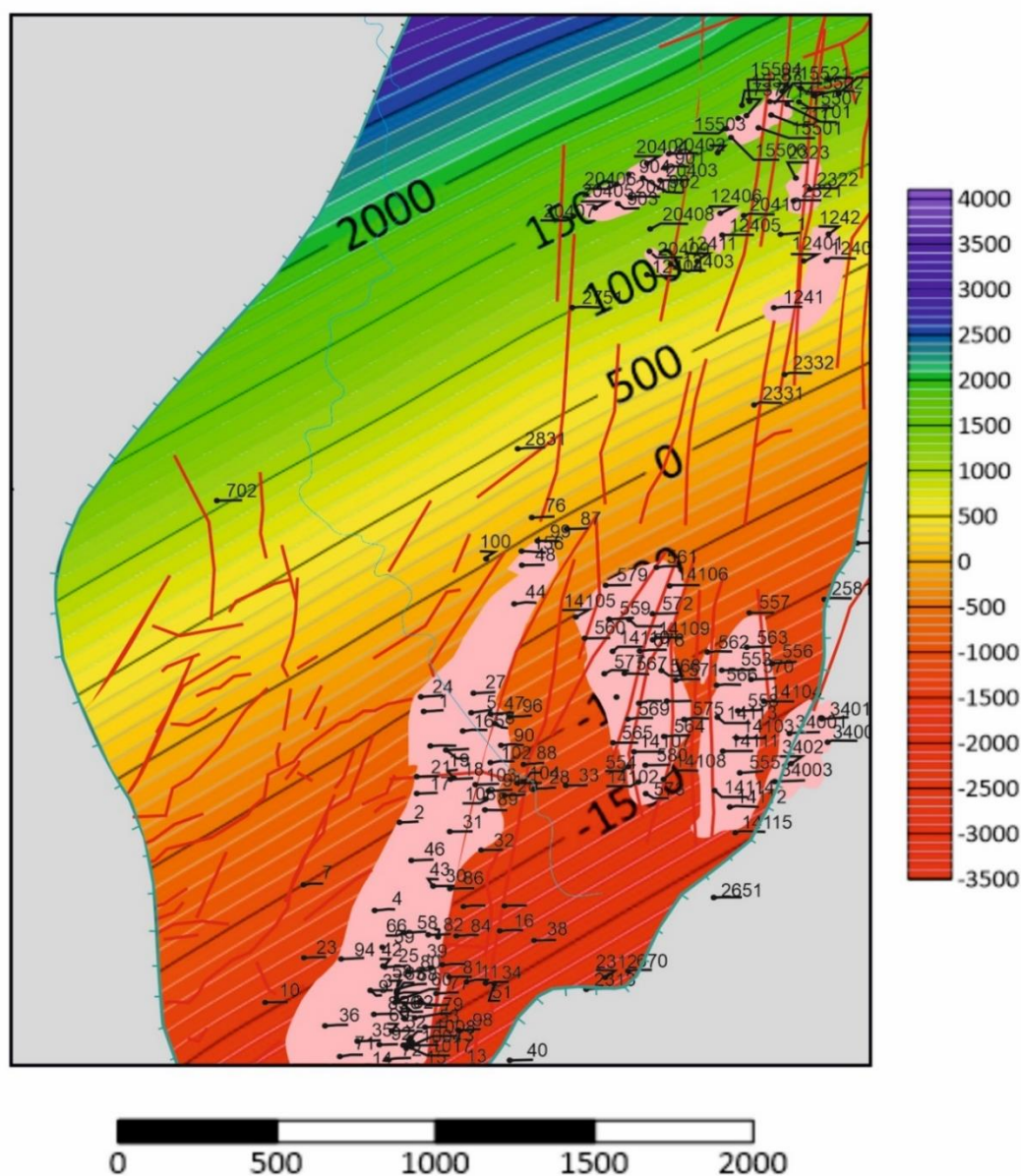


Рисунок 4.18 – Схема прогноза изопотенциалов газа улаханского горизонта на северо-западной части Непско-ботубинского НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023г. по данным АО «СНИИГГиМС», АО «ВНИГРИ») [112, 185]

На крайней северной и западных частях выклинивания горизонта не исключено наличие и нефтяных залежей, т.к. в Среднеботуобинском, Маччобинском, Мирнинском и Нелбинском НГМ ботуобинский горизонт нефтеносен. Также есть все предпосылки нефтегазоносности нижнекембрийских карбонатных залежей [111, 113].

Таким образом, с учетом сейсмических материалов (АО «Якутскгеофизика») и прогнозных структурных построений ботуобинского и улаханского горизонтов (АО «ВНИГРИ») северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО построены карты изопотенциалов газа этих горизонтов и на этой основе выделены перспективные по гидродинамическим признакам объекты (таблица 4.4). Прогнозные нефтегазовые залежи могут быть литологически и тектонически экранированными [97].

Таблица 4.4 – Положение прогнозных зон нефтегазонакопления, выделенных на основании геофлюидодинамического анализа в северо-западной части Непско-Ботуобинского НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023 по данным АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ») [112, 183]

Положение прогнозных зон нефтегазонакопления	Комплекс, прогнозные глубины	Прогнозируемый фазовый состав
Крайняя западная часть Мирнинского свода, Джункунский ЛУ, Южно-Джункунский ЛУ	Вендский терригенный комплекс, ботуобинский горизонт 1600-1500 м	Газ, нефть
Крайняя западная часть Мирнинского свода, Джункунский ЛУ, Южно-Джункунский ЛУ	Вендский терригенный комплекс, улаханский 1700-1800 м	Газ, нефть

На основании вышеизложенного сформулировано третье защищаемое положение: **геофлюидодинамическое обоснование двух частично совмещенных по разрезу прогнозных зон нефтегазонакопления, приуроченных к замкнутым минимумам гидродинамического потенциала и локализованных в моноклинальных условиях на Джункунском**

лицензионном участке в пределах улаханского и ботуобинского горизонтов. Оценка условных ресурсов УВ по категориям D₂ и D₁ и рекомендованный комплекс геолого-геофизических исследований, включая бурение скважины в контуре совмещения выделенных перспективных объектов со вскрытием кристаллического фундамента на глубине 2000 м.

4.3. Подсчет ресурсов УВ на северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО

Подсчет ресурсов нефти и газа осуществляется двумя методами – объемным и методом плотностей запасов.

При использовании *объемного метода* подсчетные параметры берутся по аналогии с соседними месторождениями. Формула подсчета запасов нефти «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом» [79]:

$$Q_n = F \cdot h_n \cdot K_p \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho ,$$

Q_n – геологические запасы нефти, тыс.т.;

F – площадь объекта, тыс. м².;

h_n – нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент общей пустотности, д.ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.;

θ – пересчетный коэффициент, д.ед.;

ρ – плотность нефти, т/м³.

Формула подсчета начальных запасов газа и газового конденсата [33]:

$$Q_g = F \cdot h_{эф.г} \cdot K_p \cdot K_g \cdot K_p \cdot K_t$$

Q_g – геологические запасы газа, млн. м³.;

F – площадь залежи, тыс. м².;

$h_{эф.г}$ – средняя для залежи эффективная газонасыщенная толщина, м.;

K_p – коэффициент открытой пористости, дол.ед.;

K_g – коэффициент газонасыщенности, дол.ед.;

K_p, K_t – поправка на пластовое давление и температуру.

При расчете *методом плотностей запасов* рассчитывается плотность запасов (УУВ – условные углеводороды) на разведанные структуры, затем полученный коэффициент умножается на площадь поискового объекта.

Ресурсы нефти и газа по степени изученности и обоснованности подразделяются на четыре категории по утвержденному документу ГКЗ «Методические рекомендации и по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» 2016 г. (таблица 4.5) [33, 88].

Таблица 4.5 – Классификация ресурсов нефти и газа [88]

Индекс	Категории
D_0	Подготовленные
$D_{\text{л}}$	Локализованные
D_1	Перспективные
D_2	Прогнозируемые

Оценка геологических ресурсов нефти и газа локализованных ($D_{\text{л}}$) и подготовленных (D_0), изученных сейсморазведочными работами рассчитывается объемным методом. Оценка прогнозируемых (D_2) и перспективных (D_1) ресурсов производится методом плотностей запасов.

На территории исследования по материалам ИПНГ СО РАН плотность ресурсов составляет 50 – 75 тыс.т. УУВ/км² (рисунок 4.20) [182]. Площадь исследуемой территории ~23 843 км². Результат расчета прогнозируемых ресурсов (D_2) методом плотностей в итоге составил ~1 490 206 тыс.т. УУВ.

По материалам ИПНГ СО РАН и АО «Якутскгеофизика» отношение нефть/газ на исследуемой территории Непско-Ботуобинской НГО принято 36/64 % [182, 183]. Из них перспективные ресурсы (D_1) по улаханскому горизонту по объектам, выделенные АО «Якутскгеофизика» сейсморазведкой, неантиклинальные ловушки (рисунок 4.16) составили:

- Эселяхская НАЛ (площадь 1485 км²) ~ 92 812 тыс.т. УУВ, в том числе газа ~ 59 400 млн. м³, нефти ~ 33 412 тыс.т.;

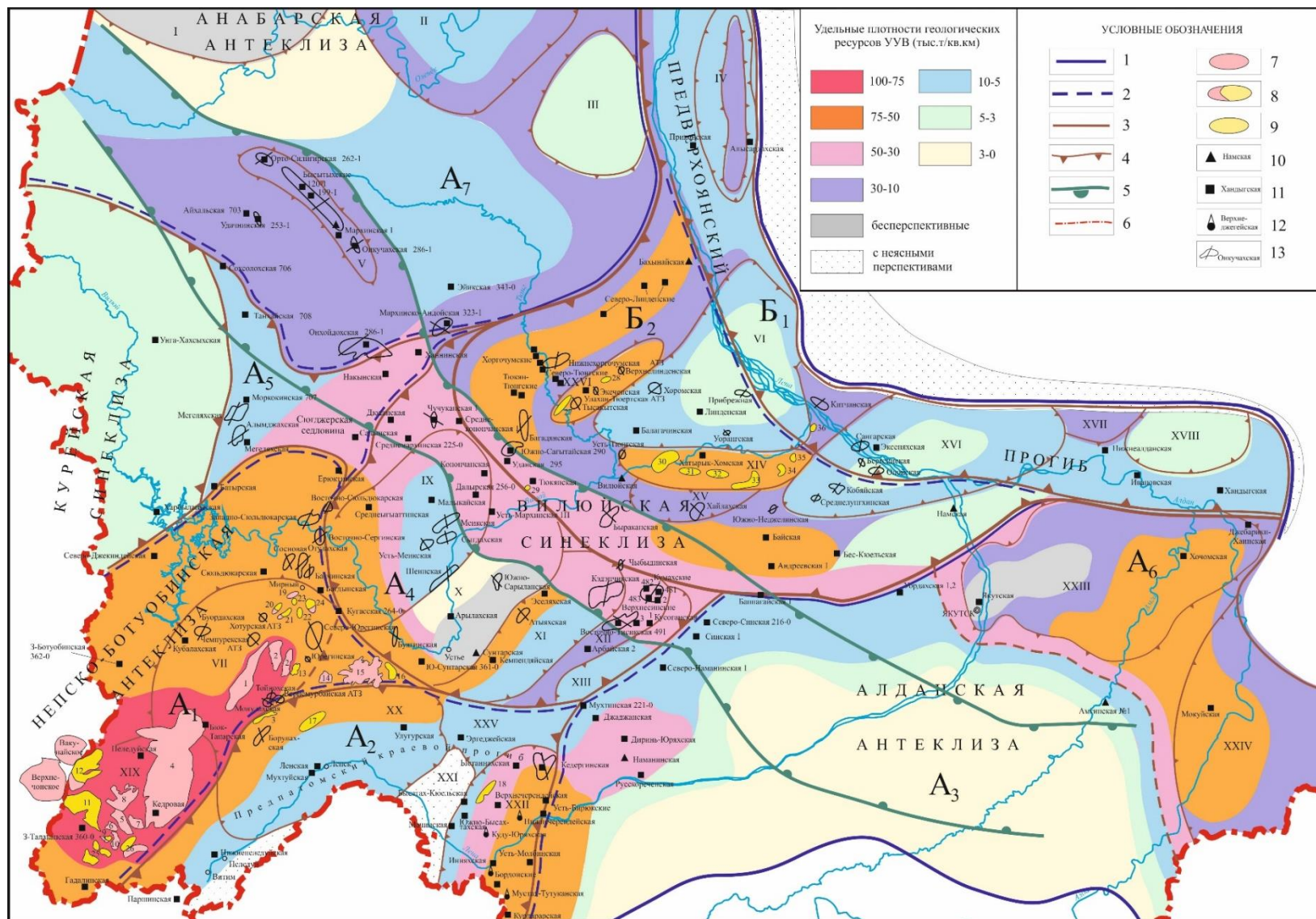


Рисунок 4.19 – Карта перспектив нефтегазоносности Западной Якутии (Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Алексеев

Н.Н. и др. ИПНГ СО РАН, 2014 г.) [182]

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносных провинций; 2 – границы нефтегазоносных областей; 3 – границы важнейших надпорядковых тектонических элементов; 4 – границы структур I, II-го порядка; 5 – границы Западно-Якутской рифовой системы; 6 – границы РС(Я); Месторождения: 7 – нефтяные, нефтегазоконденсатные, 8 – нефтегазовые, 9 – газовые, газоконденсатные. Названия месторождений см.рис.2.1; Скважины: 10 – опорные, их названия; 11 – параметрические и поисковые, их названия, 12 – структурно-параметрические, их названия; 13 – площади, выведенные из бурения в прошлые годы.

- Джункунская НАЛ (площадь 2187 км²) ~ 136 687 тыс.т. УУВ, в том числе газа ~ 87 480 млн. м³, нефти ~ 49 207 тыс.т.;

- Билирская НАЛ (площадь 999 км²) ~ 62 437 тыс.т., в том числе газа ~ 39 959 млн. м³, нефти ~ 22 478 тыс.т.;

Таким образом, всего ресурсы УУВ на северо-западной части Непско-Ботуобинского НГО по категории D₂ (прогнозируемые) составили ~1 490 206 тыс.т. УУВ в том числе газа ~ 953 732 млн.м³, нефти ~ 536 474 тыс.т. По категории D₁ (перспективные) ~ 291 936 тыс.т. УУВ в том числе газа ~ 186 839 млн. м³, нефти ~ 105 097 тыс.т.

4.4. Рекомендации по направлению дальнейших научных исследований и постановке первоочередных нефтегазопроисловых работ на северо-западе Непско-Ботубинской НГО

Принято считать, что в пределах северо-западной части Непско-Ботубинской НГО региональный этап геологоразведочных работ в целом завершен. В настоящее время распределенный фонд недр на этой территории включает 7 лицензионных участков (рисунок 4.20), здесь открыты Бюкское, Илгычахское и Кубалахское месторождения нефти и газа, несмотря на отрицательные результаты глубокого бурения на Среднеботубинской, Кубалахской и Хайской площадях в 80-90-х гг. прошлого столетия. На этих объектах было установлено значительное сокращение толщин терригенных отложений венда в западном направлении, вплоть до полного выклинивания их в Кубалахской скважине № 705, где было выделено крупное Чоно-Сюльдюкарское поднятие северо-восточного простирания, в центральной части которого предполагалось полное отсутствие в разрезе осадочного чехла вендских терригенных горизонтов и непосредственное залегание на породах кристаллического фундамента карбонатных отложений венда. Считалось, что аналогичные геологические условия распространены на обширную территорию. [183].

В течение последующих 20-ти лет в пределах северо-западной части Непско-Ботубинской НГО геологоразведочные работы на нефть и газ практически не проводились. Возобновление работ началось после получения нового сейсмического материала в результате проведения региональных геофизических работ вдоль автотрассы Мирный-Айхал-Удачный [182]. Результаты проведенных работ выявили аналогию геологического строения исследуемой территории и восточной части Непско-Ботубинской НГО, промышленная продуктивность вендских терригенных и венд-кембрийских карбонатных горизонтов которой доказана [97].

106 – Верхневилучанский, 24 – Вилуйско-Джербинский, 29 – Гиллябкинский, 126 – Южно-Джункунский, 15 – Бюкский, 43 – Кэдэргинский, 79 – Среднеботуобинский (центральный блок), 28 – Среднеботуобинский (восточный блок), 49 – Монулахский, 52 – Мурбайский, 64 – Отраднинский, 6 – Бетинчинский, 102 – Улугурский, 55 – Нижнеджербинский, 115 – Хотого-Мурбайский, 116 – Хотого-Мурбайский-2, 38 – Кедровый, 118 – Чаяндинский, 20 – Верхнепеледуйский, 72 – Северо-Талаканский, 88 – Талаканский (центральный блок), 27 – Восточно-Талаканский, 66 – Пеледуйский, 25 – Восточно-Алинский, 128 – Южно-Талаканский, 65 – Пеледуйский, 114 – Хоронохский; 3 – заповедники; 4 – реки; 5 – населенные пункты; 6 – административная граница.

В 2005 г. СНИИГГиМСом по заданию Министерства природных ресурсов Российской Федерации совместно с геологическими службами регионов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) разработана Программа регионального доизучения перспективных территорий Сибирской платформы на основе выполнения большого объема региональных геофизических (в основном сейсморазведочных) исследований и бурения единичных глубоких параметрических скважин [188]. В соответствии с этой Программой в Западной Якутии были дополнительно изучены крупные площади в Непско-Ботуобинской НГО (Верхнеботуобинский, Западно-Ботуобинский и Вилуйский объекты), а также на прилегающих территориях Предпатомской НГО (Северо-Патомский объект) и Западно-Вилуйской НГО (Вилуйско-Мархинский объект). Вместе с региональными сейсморазведочными исследованиями МОГТ-2D пробурены две глубокие параметрические скважины (Западно-Ботуобинская № 362-0 и Кугасская № 364-0) [182].

Выполнение этих региональных работ позволило получить следующие геологические результаты:

- по данным сейсморазведки МОГТ-2D и результатам параметрического бурения установлено наличие терригенных отложений венда общей мощностью 10-40 м;

- выявлено, что структурный план низов осадочного чехла в интервале залегания вендского терригенного комплекса характеризуется пологим, почти

моноклинальным залеганием, отсутствием крупных контрастных тектонических элементов I и II порядка с широким развитием разрывных нарушений, разделяющих многочисленные структурно-тектонические блоки, на основании этого высказано предположение о широком распространении неантиклинальных ловушек с разнообразными элементами тектонического и литологического экранирования;

- в разрезе Западно-Ботуобинской параметрической скважины № 362-0 закартированы пласты карбонатных коллекторов преобращенского горизонта, отсутствующие в северо-восточной части Непско-Ботуобинской НГО (якутский сектор), однако встреченные в венд-кембрийских разрезах соседних месторождений Иркутской области. Вендский терригенный продуктивный комплекс в данной скважине представлен одним пластом разнотернистых кварцевых и кварцполевошпатных песчаников общей толщиной 8,6 м, который является по мнению В.С. Ситникова, Н.Н. Алексеева и др. [182] возрастным аналогом улаханского горизонта, выделяемого в разрезах северной части Мирнинского выступа. В Иркутской области этому пласту соответствует пласт ВЧ-1+ВЧ-2.

Результаты региональных работ, описанные выше, позволили детализировать геофлюидодинамические условия северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО. Так, по результатам расчетов гидродинамических потенциалов и выделения прогнозной зоны депрессионного водонапорного режима уточнена региональная схема перспектив газоносности ботуобинского и улаханского горизонтов на северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО по материалам АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология» и А.А. Граусмана (рисунки 4.21, 4.22) [112, 179, 181]. Показано, что в региональном плане значения гидродинамических потенциалов снижаются от северного края Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилучанской седловины к Мирнинскому и Непско-Пеледуйскому сводам (рисунок 4.21).

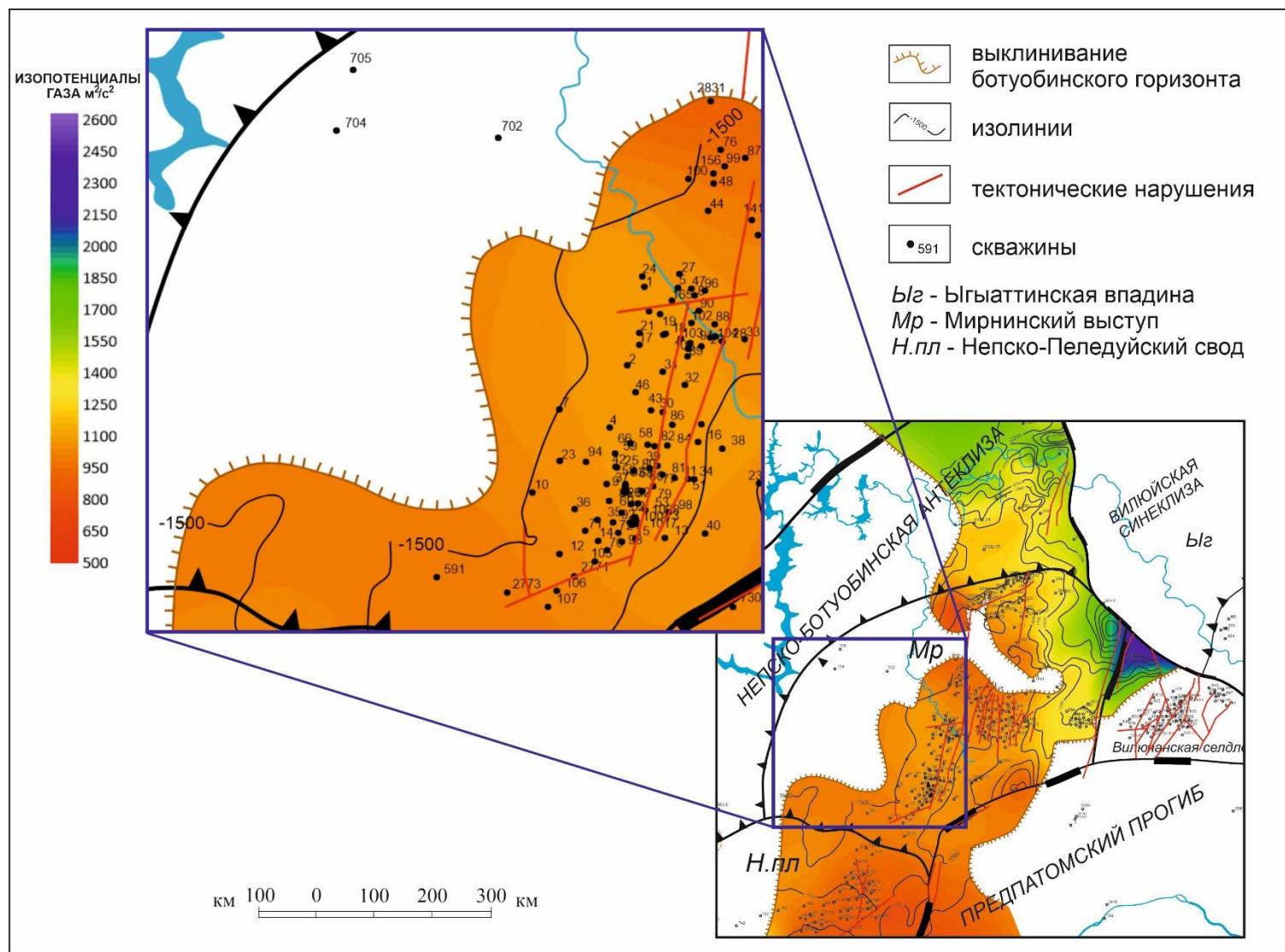


Рисунок 4.21 – Региональная схема прогноза изопотенциалов газа ботубинского горизонта (по материалам АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология», А.А. Граусмана) [112, 179, 181]

Надо отметить, что несовпадение структурных планов и морфологии поля гидродинамического поля чаще всего проявляется на моноклиналях и по сути дела является причиной формирования гидродинамических ловушек углеводородов: физически области минимума гидродинамических потенциалов есть место локализации нефти и газа, поскольку их плотность ниже, чем у воды. Примеры гидродинамических ловушек, сформированных на моноклиналях многочисленны (рисунок 4.23) и приведены в работах зарубежных и отечественных авторов (Плотников А.А., Гуревич А.Е., Дальберг Э.Ч. и др.) [36, 37, 82].

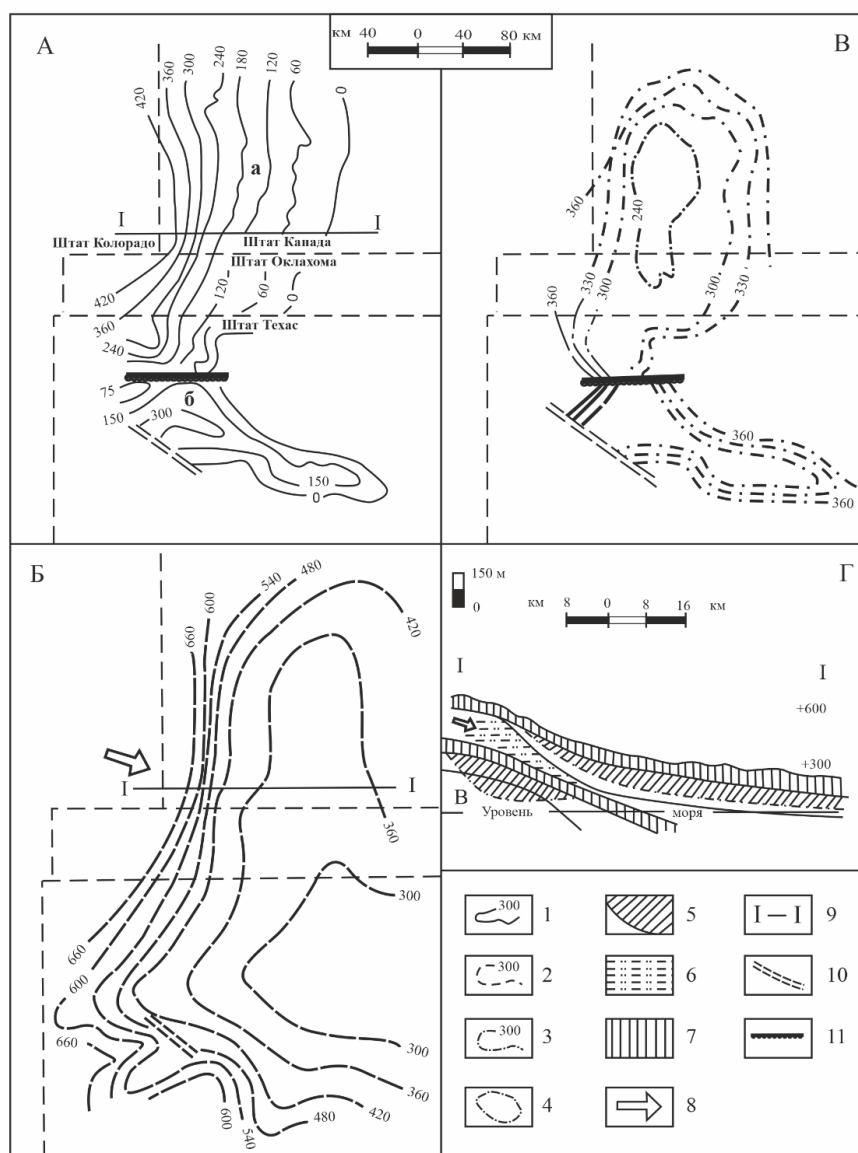


Рисунок 4.23 – Характеристика условий гидродинамического улавливания газа на площадях Хьюгтон и Панхендл (по материалам Плотникова А.А.) [82]

Условные обозначения: А – структурная карта продуктивного горизонта вулфкемп (а – площадь Хьюготон, б – площадь Панхендл); Б – гидродинамическая карта продуктивного горизонта вулфкемп; В – карта следов пересечения кровли горизонта вулфкемп поверхностями равных напоров; Г – геологический профильный разрез площади Хьюготон. 1 – изогипсы кровли горизонта; 2 – гидроизопъезы; 3 – следы пересечения поверхностей; 4 – контур гидродинамической ловушки газа; 5 – газ и газоводяной раздел на профильном разрезе; 6 – участок литологической неоднородности; 7 – флюидоупор; 8 – направление регионального движения пластовых вод; 9 – линия профильного геологического разреза; 10 – дизъюнктивное нарушение; 11 – условная линия, разделяющая Хьюготон и Панхендл.

По условиям гидродинамического улавливания газа продуктивного горизонта вулфкемп на уникальном нефтегазовом месторождении Панхендл-Хьюготон также отмечается несовпадение гидродинамической карты со структурной, но тем не менее, есть замыкание – улавливание газа (рисунок 4.23 В) и движение пластовых вод в сторону нижележащих гипсометрических отметок.

В такой геофлюидодинамической обстановке создаются весьма благоприятные условия заполнения углеводородами неантиклинальных ловушек структурно-литологического типа с элементами тектонического и литологического экранирования. Подчеркнем, что геофлюидодинамические исследования проведены на основе научных прогнозов, сделанные ведущими специалистами и учеными в 90-х, 2000-х гг. (В.С. Ситников, А.Ф. Сафронов, А.Э. Конторович, С.А. Моисеев, Г.Ф. Алексеев, В.П. Жерновский, Л.Н. Ковалев, П.Р. Шишигин, А.П. Оболкин, Н.В. Поспеева и др.) о вероятности почти повсеместного распространения скоплений УВ в нижней подсолевой части осадочного чехла на севере Непско-Ботубинской НГО [97].

Проведенный В.С. Ситниковым и А.Ф. Сафроновым анализ площадного изменения процентного соотношения балансовых запасов нефти и газа на территории севера Непско-Ботубинской НГО показывает, что степень нефтенасыщенности терригенных коллекторов венда закономерно увеличивается в северо-западном направлении [111].

«Здесь в зонах выклинивания названных горизонтов можно прогнозировать наличие крупных нефтяных залежей. В условиях регионального выклинивания терригенных коллекторов и их гидрогеологической изолированности нефть была отжата газом в указанные неантиклинальные ловушки в результате многоэтапного, в том числе современного, проявления процессов миграции и аккумуляции УВ» – писал В.С. Ситников [111 стр.273]. По аналогии с соседними участками и площадями на территории Республики Саха (Якутия) и Иркутской области прогнозируется наличие зон нефтегазонакопления и месторождений типа Тымпучиканское, Вакунайское, Игнялинское НГКМ [111].

Необходимо отметить, что на исследуемой территории также высок и углеводородный потенциал карбонатных толщ, это согласуется с вероятным развитием органогенных образований в интервалах залегания аналогов осинского и юряхского продуктивных горизонтов, обоснованные ФГУП «СНИИГГиМС» [97, 185].

Выполненные геофлюидодинамические исследования продуктивных комплексов и прогноз характера изменения гидродинамических параметров в малоизученных частях рассматриваемой территории дают возможность поддержать мнение о широкой, почти повсеместной нефтегазоносности терригенно-карбонатных венд-нижнекембрийских горизонтов на севере Непско-Ботуобинской НГО выделением новых перспективных объектов на нефть и газ на лицензионных участках (ПАО «Сургутнефтегаз» – Джункунский лицензионный участок, ООО «Иркутская нефтяная компания» – Бюкский, Верхнеджункунский лицензионные участки, ПАО НК «Роснефть» – Нижнечонский лицензионный участок) (рисунок 4.19) для бурения глубоких скважин [97].

На основании построения региональных геофлюидодинамических схем ботуобинского и улаханского горизонтов автором выделены две прогнозные геофлюидодинамические структуры I и II (рисунок 4.24), на Джункунском лицензионном участке, принадлежащем АО «Сургутнефтегаз» [97].

С учетом результатов сейсморазведочных материалов АО «Якутскгеофизика», оценки условных ресурсов нефти и газа по категориям D_2 и D_1 (глава 4.3.) и выявленных в рамках настоящей диссертационной работы, геофлюидодинамических особенностей структур улаханского и ботуобинского горизонтов предлагается проведения комплекса геолого-геофизических работ на Джункунском лицензионном участке:

1. Организация полевых геофизических работ (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка) на территории Джункунской площади для составления структурно-тектонической схемы разломно-блоковой тектоники.

2. Проведение детальных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 3D в рамках выделенных блоков, выделенных геофлюидодинамических структур I и II (рисунок 4.24);

3. Привязка положения поисковой скважины к профилю ПР 050215 (АО «Якутскгеофизика») с целью опоискования геофлюидодинамической ловушки. Рекомендуемая скважина отображена на рисунке 4.24.

4. На скважину необходимо возложить задачу оценки коллекторских свойств, вещественного состава и перспектив нефтегазоносности ботуобинского и улаханского горизонтов. Скважину рекомендуется пробурить на территории наложения геофлюидодинамических структур I и II со вскрытием кристаллического фундамента, глубиной -2000 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании анализа многолетних работ по изучению роли подземных вод в онтогенезе нефтегазовых месторождений подсолевых отложений севера НБ НГО, выделены три исторических этапа исследования проблемы влияния гидродинамических параметров геологической среды на пространственное размещение углеводородов. На современном этапе изучения механизмов аккумуляции и сохранения УВ севера Непско-Ботуобинской НГО превалирует влияние геофлюидодинамической концепции нефтегазообразования и нефтегазонакопления, обоснованное в трудах В.Е. Хаина, Б.А. Соколова, Э.А. Абля (1987, 1999, 2020) и др.

2. На основании результатов работ по изучению (1) геолого-тектонических и литолого-стратиграфических обстановок миграции и аккумуляции УВ; (2) условий питания и разгрузки потока подземных вод; (3) особенностей гидродинамической и гидрохимической зональности (инверсии) венд-нижнекембрийских отложений обоснованы различия в геофлюидодинамических режимах нефтегазонакопления в над- и подсолевом нефтегазоносных этажах Непско-Ботуобинской антеклизы.

3. На основе проведенных расчетов гидродинамических потенциалов подземных вод, газовых и жидких УВ в подсолевых продуктивных отложениях севера Непско-Ботуобинской НГО доказана разнонаправленность миграции УВ и пластовых вод. Так, для УВ-газов характерна восходящая миграция от низов осадочного чехла до подошвы соленосных отложений, а пластовые воды и нефти мигрируют в противоположном направлении, т.е. из осадочного чехла в подстилающие породы фундамента.

4. На основании анализа направленности изменения величин гидродинамических потенциалов стала возможной детализация положения зон нефтегазонакопления в пределах вендского терригенного комплекса северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО. Для выделенных перспективных объектов, оценены условные ресурсы УВ по категориям D_2 (прогнозируемые) и D_1

(перспективные), обоснованы предложения по направлению дальнейших научных исследований и постановке первоочередных нефтегазопроисловых работ.

5. Основными задачами дальнейших исследований можно считать решение ряда научно-методических вопросов, уточняющих (1) влияние геофлюидодинамических условий на пространственное положение зон нефтегазонакопления; (2) типизацию геофлюидодинамических моделей формирования месторождений углеводородов; (3) эволюцию геофлюидодинамических режимов генерации и аккумуляции УВ в соотношении с особенностями тектогенеза; (4) роль гидродинамического экранирования УВ в углеводородных системах блочного типа; (5) объяснение механизмов барогенерации в пределах Виллюйской синеклизы; (6) возможности прогнозирования фазового состояния УВ в гидродинамически закрытых углеводородных системах; (7) взаимообусловленность геофлюидодинамической, литологической и фильтрационной видов неоднородностей нефтегазоносных комплексов.

С решением этих задач автор связывает свои дальнейшие научные планы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова, Л.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) / Л.А. Абукова, А.А. Карцев // Отечественная геология. – 1999. – № 2. – С. 11-16.
2. Абукова, Л.А. Геохимические предпосылки нисходящей миграции углеводородов и подземных вод / Л.А. Абукова, И.Ф. Юсупова // Гидрогеохимия осадочных бассейнов: Труды Рос. науч. конф. – Томск: Изд-во НТЛ, 2007. – С. 175–180.
3. Абукова, Л.А. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом [Электронный ресурс] / Л.А. Абукова, Ю.И. Яковлев // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 5. – С. 15–18. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_10607073_14362618.pdf.
4. Абукова, Л.А. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре [Электронный ресурс] / Л.А. Абукова, Ю.А. Волож, А.Н. Дмитриевский, М.П. Антипов // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79-91. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_38219840_85370004.pdf.
5. Анциферов, А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы / А.С. Анциферов. – М.: Недра, 1989. – 176 с.
6. Бакин, В.Е. К вопросу о перспективах промышленной нефтеносности Якутской АССР / В.Е. Бакин // Бюл. науч.-техн. информ. ЯФ АН СССР. Вопросы региональной нефтяной геологии Якутии. – Якутск, 1980. – С. 27-29.
7. Бакин, В.Е. Один из механизмов сохранения залежей углеводородов в древнейших осадочных отложениях / В.Е. Бакин, А.А. Карцев, Р.Г. Семашев, Ю.И. Яковлев // Геология и геофизика. – 1987. – № 4. – С. 123–128.
8. Бакиров, А.А. Геология и геохимия нефти и газа / А.А. Бакиров, М.В. Бордовская, А.К. Мальцева, З.А. Табасаранский. – М.: Недра. – 1982. – 288 с.

9. Басков, Е.А. Минеральные воды и палеогидрогеология Сибирской платформы / Е.А. Басков // Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. Т.254. – М.: Недра, 1977. – 148 с.
10. Берзин, А.Г. О направлениях исследований юго-западных территорий Республики Саха (Якутия) для ускоренного наращивания углеводородного сырья в связи с реализацией мегапроектов [Электронный ресурс] / А.Г. Берзин, Т.А. Архипова // Вестник Якутского госуниверситета. – 2010. – Т.2. – №2. – С. 28–33. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_15533045_94457070.pdf.
11. Берзин, А.Г. Особенности глубинного строения зоны сочленения Сибирской платформы и Байкало-Патомской складчатости в связи с нефтегазоносностью / А.Г. Берзин, И.С. Иванов, М.Р. Марсанова [Электронный ресурс] // Наука и образование. – 2015. – №3. – С. 48–57. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_25981699_43900735.pdf.
12. Богашова, Л.Г. Роль нисходящей фильтрации галогенных вод в нефтеобразовании [Электронный ресурс] / Л.Г. Богашова // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – М.: ГЕОС, 2007. – С. 209–220. – Режим доступа: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-rolgalogennyhvod.pdf>.
13. Богданов, Г.Я. Динамика подземных вод и рассолов в вендско-мотском комплексе Ангара-Ленского артезианского бассейна / Г.Я. Богданов // Изв. ВУЗов. Сер. Геология и разведка. – 1969. – № 10. – С.90–96.
14. Боровский, Л.В. Геологическая роль подземных вод при прогрессивном метаморфизме в условиях открытых и закрытых систем / Л.В. Боровский, А.А. Кремнецкий // Подземные воды и эволюция литосферы. – М.: Наука, 1985. – Т.2 – С.8–13.
15. Брод, И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах / И.О. Брод, И.В. Высоцкий, В.Г. Левинсон. – М.: Недра, 1964. – 66 с.
16. Будникова, О.Г. Гидрогеология Вилуйско-Джербинского газового месторождения / О.Г. Будникова // Геология месторождений нефти и газа

Сибирской платформы: сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 67–74.

17. Будникова, О.Г. Геотермические особенности Среднеботуобинского газонефтяного месторождения / О.Г. Будникова, А.И. Сурнин // Гидрогеология нефтегазоносных областей Сибирской платформы: сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 28–36.

18. Букаты, М.Б. Фундаментальные проблемы современной гидрогеохимии / М.Б. Букаты, Б.Н. Новиков, Д.А. Рыженко, С.Л. Шварцев // Геохимия. – 2005. – № 8. – С. 909-912.

19. Букаты, М.Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) / М.Б. Букаты // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 11. – С. 1201-1217.

20. Букаты, М.Б. Геология и геохимия подземных рассолов западной части Сибирской платформы: автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук: 04.06.00 / Букаты Михаил Болеславович. – Томск, 1999. – 42 с.

21. Бурова, И.А. Распространение основных соленосных толщ в верхневендско-нижнекембрийском осадочном комплексе Западной Якутии / И.А. Бурова, Н.Л. Кубетова, К.В. Шостак // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf.

22. Валуконис, Г.Ю. Геологические закономерности движения подземных вод, нефтей и газов / Г.Ю. Валуконис, А.Е. Ходьков. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1973. – 304 с.

23. Введение в геокриологию. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 104 с. – ISBN 978-5-9961-3129-7.

24. Вожов, В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / В.И. Вожов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – 209 с.

25. Вожов, В.И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы / В.И. Вожов. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

26. Вожов, В.И. Гидрогеохимическая зональность верхнедокембрийских и кембрийских нефтегазоносных отложений Сибирской платформы / В.И. Вожов, А.С. Анциферов, М.Б. Букаты // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири: тр. СНИИГГиМС. – Вып.254. – Новосибирск: СНИИГГиМС. 1977. – С. 4-18.
27. Геологическая деятельность и история воды в земных недрах / Е.В. Пиннекер, Б.И. Писарский, С.Л. Шварцев и др.; под ред. Е.В. Пеннекера. – Новосибирск: Наука, 1982. – 230 с.
28. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
29. Геокриологическая карта СССР масштаба 1:2 500 000 / Под ред. Э.Д. Ершова. – Винница: Картпредприятие. – 1996.
30. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности докембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна / В.В. Павленко, В.Ф. Обухов, В.А. Бронников и др. – М.: Недра, 1978. – 125 с.
31. Гидрогеология СССР. Том 20. Якутская АССР / ред. А.И. Ефимов, И.К. Зайцев. – М.: Недра, 1970. – 384 с.
32. Гинсбург, Г.Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири / Г.Д. Гинсбург, А.Е. Гуревич, А.Д. Резник // Советская геология. – 1971. – № 9. – С. 45–59.
33. ГОСТ 56676–2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования. – Введ. 2016-04-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 31 с.
34. Грубов, Л.А. Сравнительная оценка гидродинамических условий различных районов Якутского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью / Л.А. Грубов, В.И. Славин // Гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1971. – С. 51-61.

35. Губкин, И.М. Учение о нефти / редакторы М.И. Варенцов, А.А. Трофимук. – М.: Наука, 1975. – 385 с.
36. Гуревич, А.Е. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгина и др. – Л.: Недра, 1987. – 223 с.
37. Дальберг, Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа / Э.Ч. Дальберг. – М.: Недра, 1985. – 150 с. (перевод с англ.).
38. Дмитриевский, А.Н. Нефтегазоносные зоны Западной Якутии – историко-генетический аспект / А.Н. Дмитриевский, Л.Н. Илюхин, В.Г. Кузнецов, С.А. Митллер, Ю.В. Самсонов // Тектоника и нефтегазоносность Якутии: Сб. науч. тр. СО АН СССР. – Якутск, 1989. – С. 17–28.
39. Дмитриевский, А.Н. Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии / А.Н. Дмитриевский, О.П. Абрамова, Л.А. Абукова и др. – М.: ГЕОС, 2005. – 570 с.
40. Дроздов А.В. Горно-геологические и технологические проблемы при строительстве подземного рудника «Удачный» / А.В. Дроздов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 2. – С. 125-131.
41. Ивченко, О.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) / О.В. Ивченко, Е.Е. Поляков, М.В. Ивченко // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 1(25). – С. 40-62.
42. Исаев, В.П. Геохимические особенности состава рассеянных газов осадочных пород нефтегазоносных бассейнов / В. П. Исаев // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Иркутск, 10–12 апреля 2018 года. Том Выпуск 18. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2018. – С. 15-20.

43. Каменский, Г.Н. Гидрогеология СССР / Н.И. Толстихин, М.М. Толстихина. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1959. – 366 с.
44. Карцев, А.А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов: Учеб. для ВУЗов / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.М. Матусевич. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
45. Карцев, А.А. Связь аномально низких пластовых давлений с рифтогенными зонами Сибири / А.А. Карцев, В.М. Матусевич, Ю.И. Яковлев // Геотектоника. – 1989. – № 2. – С.86.
46. Карцев, А.А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, Л.А. Абукова // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2011. – № 2(4). – С. 2.
47. Керимов, В.Ю. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов / В.Ю. Керимов. – М.: Недра, 2011. – 599 с.
48. Конторович, А.Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4-21.
49. Ключарев Д.С.К вопросу о содержаниях лития и попутных компонентов в промышленных водах перспективных площадей территории России / Д.С. Ключарев, Е.Д. Михеева // Разведка и охрана недр. – 2020. – № 4. – С. 53-60.
50. Конторович, А.Э. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции / В.С. Сурков, А.А. Трофимук // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. - Новосибирск: Наука, 1982. – С. 22-43.
51. Конторович, А.Э. Очерки теории нефтидогенеза: Избранные статьи [Электронный ресурс] / А.Э. Конторович. науч.ред. д-р геол.-мин. наук С.Г. Неручев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 545 с. – Режим доступа: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-ocherki-teorii-neftidiogeneza.pdf>.

52. Конторович, А.Э. Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры / А.Э. Конторович, В.Р. Лившиц, Л.М. Бурштейн, А.Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 5. – С. 711-726. – Режим доступа: <https://doi.org/10.15372/GiG2020196>.

53. Конторович, А.Э. Теория нефтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе / А.Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1026-1047. – Режим доступа: <https://doi.org/10.15372/GiG2021119>.

54. Конторович, А.Э. Перспективы нефтегазоносности и программа региональных работ на территории Северо-Тунгусской НГО / А.Э. Конторович, А.М. Фомин, И.А. Губин, Л.М. Бурштейн // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век: Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука, Новосибирск, 14–15 сентября 2021 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2021. – С. 159-162. – Режим доступа: <https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1248-2-159-162>.

55. Косолапов, А.И. Геохимические исследования природных вод и газов Западной Якутии / А.И. Косолапов. – М.: изд-во АН СССР, 1963. – 207 с.

56. Корнев, И.А. Состояние работ по опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки Среднеботуобинского месторождения / И.А. Корнев, А.Ф. Сафронов, М.К. Черемкин и др. // Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах: Матер. конф. (25–26 июля 2002 г. Якутск) – Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, 2002. – С. 61-65.

57. Кузнецова, Е.Н. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Е. Н. Кузнецова, И.А. Губин, А. О. Гордеева [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 602-613. – Режим доступа: <https://doi.org/10.15372/GiG20170322>.

58. Кутукова, Н.М. Методика картирования тектонических нарушений по особенностям строения интрузивных тел на примере венд-кембрийских отложений Байkitской антеклизы Сибирской платформы / Н.М. Кутукова, В.В. Волянская, В.Л. Шустер // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 60-66. – Режим доступа: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=12146&art=236432.
59. Курчиков, А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
60. Курчиков, А.Р. Воздействие геодинамических процессов на гидрогеохимические условия подземных вод Западно-Сибирского бассейна / А.Р. Курчиков, А. Г. Плавник, М. В. Ицкович // Академический журнал Западной Сибири. – 2017. – Т. 13, № 2(69). – С. 16-18.
61. Лебедев, М.В. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / М.В. Лебедев, Л.С. Чернова // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 10 – С. 57-64.
62. Лившиц, В.Р. Распределение ресурсов углеводородов по месторождениям различной крупности и по количеству залежей в них [Электронный ресурс] / В.Р. Лившиц, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63, № 11. – С. 1583-1590. – Режим доступа: <https://doi.org/10.15372/GiG2022105>.
63. Маринов, Р.В. Обобщение и анализ результатов региональных сейсморазведочных работ на территориях, прилегающих к Западно-Вилуйской НГО / Р.В. Маринов, И.А. Губин, С.А. Моисеев // Интерэкспе Гео-Сибирь. – 2023. – Т.2. – №2. – С.152-160. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_54624134_56368844.pdf.
64. Марьенко, Ю.И. Причины аномально-высокого пластового давления в залежах нефти осинского горизонта на Марковском месторождении / Ю.И. Марьенко, В.Г. Постников // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1967. – №10. – С. 10-12.
65. Масайтис, В.Л. Магматические формации: основные принципы структурно-вещественного анализа и систематизации / В.Л. Масайтис, В.Н.

Москалева, Н.А. Румянцева, М.П. Орлова // Региональная геология и металлогения. – 2009. – № 40. – С. 5-16.

66. Межпластовые перетоки флюидов как показатель нефтегазоносности / А.А. Карцев, Т.Н. Илюхин, Н.В. Попова и др. // Инф. обз. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1990. – 37 с.

67. Мельников, Н.В. Региональные резервуары нефти и газа Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников, Г.Г. Шемин, А.О. Ефимов // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири: Сб. науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 100 с.

68. Мельников, Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников // Геология и геофизика. – 1996. –Т. 37. – № 8. –С. 196-205.

69. Мельников, Н.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, А.А. Вымятин, П.Н. Мельников, Е.В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 701-720.

70. Мигурский, А.В. Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов / А.В. Мигурский, В.С. Старосельцев // Отечественная геология. – 2000. – №1. – С. 56-59.

71. Муляк, В.В. Гидрохимические методы анализа и котнроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк, В.Д. Порошин, Ю.П. Гаттенбергер, Л.А. Абукова, О.И. Леухина. – М: ГЕОС, 2007. – 245 с.

72. Назарова, М.Н. Гидрогеологические условия нефтегазоности Непско-Ботуобинской антеклизы: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Назарова Марина Николаевна. – Новосибирск, 2001. – 151 с.

73. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 246 с.

74. Новиков, Д.А. Гидрогеология в России: фундаментальные и прикладные исследования (XXII совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием) / Д.А. Новиков, Б.Н. Рыженко, С.В. Алексеев [и др.] // Геохимия. – 2019. – Т. 64, № 5. – С. 559-564. – Режим доступа: <https://doi.org/10.31857/S0016-7525645559-564>.

75. Новиков, Д.А. Гидрогеохимия венда сибирской платформы / Д.А. Новиков, А.В. Черных, Л.Н. Константинова и др. // Геология и геофизика. – 2021. – Том 62. – №8. – С. 1081–1101.

76. Новиков, Д.А. Геохимия рассолов и нефтепроявлений кимберлитовой трубки удачная (Сибирская платформа) / Д.А. Новиков, А.В. Ильин, В.А. Каширцев, А.В. Черных и др. // Геология и геофизика. – 2022. –Том 63. – №2. – С. 197-218.

77. Павленко, В.В. Гидрогеохимические и палеогидрогеологические условия формирования и сохранение залежей нефти и газа вендских терригенных обнажений Иркутского нефтегазоконденсатного бассейна: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.07 / Павленко Василий Васильевич. – Москва, 1976. – 33 с.

78. Павлова, К.А. К проблеме уровней нефтепроявлений в пределах Средневилуйской структуры / К.А. Павлова, А.И. Калинин, А.И. Сивцев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 122-135. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PavlovaKA/PavlovaKA_1.pdf

79. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. – М. – Тверь: ВНИГНИ НППЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.

80. Пиннекер, Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна / Е.В. Пиннекер. – М.: Наука, 1966. – 332 с.

81. Плотников, А.А. Условия формирования гидродинамических ловушек газа / А.А. Плотников. – М.: Недра, 1976. – 150 с.

82. Плотников, А.А. Перспективы поисков нетрадиционных залежей газа гидродинамического типа в старых районах // Обз.инф. Серия: Геология и

разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985 г. – Вып.7. – 54 с.

83. Погодаев, А.В. Гидрогеологические условия формирования и сохранности газоконденсатных залежей Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы: автореф. дис. ... канд. геол-минер. наук: 25.00.12 / Погодаев Александр Валентинович. – Якутск, 2019. – 25 с.

84. Погодаев, А.В. Гидродинамические условия месторождений подсолевой гидрогеологической формации Непско-Ботуобинской антеклизы (на примере Верхневилючанского месторождения) [Электронный ресурс] / А.В. Погодаев, Р.Ф. Севостьянова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России: матер. XII Всерос. науч.-практ. конф. – Якутск: Изд. СВФУ им. М.К. Аммосова, 2022. – С. 544-548. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_48605081_70666177.pdf.

85. Погодаев, А.В. Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского района Вилюйской нефтегазоносной области [Электронный ресурс] / А.В. Погодаев, В.С. Ситников, Б.А. Лысов // Геология нефти и газа. – 2012. – №4. – С. 2-12. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_17903366_57394692.pdf.

86. Погодаев, А.В. Гидрогеологические условия нефтегазосности перспективных комплексов Сибирской платформы в зонах аномальных пластовых давлений [Электронный ресурс] / А.В. Погодаев // Геология и недропользование. – 2023. – №14. – С.140-151. – Режим доступа: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/news/xx/files/zhurnal_geologiya_i_nedropolzovanie_no_4-2023_v_pechat.pdf.

87. Прокопьев, А.В. Разломы (морфология, геометрия и кинематика) [Электронный ресурс] / А.В. Прокопьев, В.Ю. Фридовский, В.В. Гайдук. – Якутск: ЯФ СО РАН, 2004. – 148 с. – Режим доступа: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-razlomy.pdf>.

88. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 г. №3-р. (ред. от 19.04.2018) «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477 // Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016. – 320 с.

89. Рожин, И.И. Исследование гидратообразования для повышения надежности добычи и транспорта природного газа в условиях криолитозоны [Электронный ресурс] / И.И. Рожин, Л.П. Калачева, И.К. Иванова // Природные ресурсы Арктики и субарктики. – 2021. – Т.26. – № 1. – С.49-59. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_45634140_27484414.pdf.

90. Рудых, И.В. Особенности пластового давления в терригенных продуктивных горизонтах Непско-Ботуобинской антеклизы / И.В. Рудых, М.И. Карпова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2023. – № 1(127). – Режим доступа: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.127.10>.

91. Савченко, В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В.П. Савченко. – М., Недра, 1997. – 413 с.

92. Сафронов, А.Ф. Геология нефти и газа // Сафронов А.Ф. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. – 166 с.

93. Сафронов, А.Ф. Вертикальная зональность нефте- и газообразования: историко-генетические аспекты / А. Ф. Сафронов // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 434-442.

94. Сафронов, А.Ф. Некоторые особенности разработки нефтяных залежей в условиях юго-западной Якутии / А.Ф. Сафронов // Горные ведомости. – 2011. – № 3(82). – С. 20-25.

95. Сахибгареев, Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей / Р.С. Сахибгареев. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.

96. Севонько, Г.Д. Вечная мерзлота в бассейне р. Толбы. / Г.Д. Севонько // Тр. Ин-та мерзлотоведения АН СССР. – Т.IX. – 1952.

97. Севостьянова, Р.Ф. Особенности вторичной миграции углеводородов подсолевого этажа северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы / Р.Ф. Севостьянова // Экспозиция Нефть Газ. – 2025. – № 2. С. 40–46. – DOI: <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-2-40-46>.

98. Севостьянова, Р.Ф. Гидрогеологические условия подсолевого этажа Мирнинского свода с позиций использования пластовых вод как источника гидроминерального сырья/Р.Ф. Севостьянова, Л.А. Абукова// Актуальные проблемы нефти и газа. – 2025. – №1. – С. 19-27. – DOI: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>.

99. Севостьянова, Р.Ф. Хамакинский горизонт Чаяндинского месторождения в свете новых геологических и поисково-разведочных данных / Р.Ф. Севостьянова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 1. – С. 7. – Режим доступа: https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2017.

100. Севостьянова, Р.Ф. Некоторые особенности строения и нефтегазоносности вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / Р.Ф. Севостьянова, В.С. Ситников // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Вып. 3(18). – С. 1-6. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_18/sevostyanova.pdf.

101. Севостьянова, Р.Ф. Тектоника, магматизм и нефтегазоносность северной части Непско-Ботуобинской антеклизы / Р.Ф. Севостьянова, М.И. Слепцова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы VII Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 60-летию Института геологии алмаза и благородных металлов Сибирского отделения РАН, 5–7 апреля 2017 г.: в 2 т. – Якутск: Издательский дом СВФУ. – 2017. – С. 212-215. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_30628603_46161172.pdf.

102. Севостьянова, Р.Ф. Развитие представлений о строении и нефтегазоносности территории Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающей части Предпатомского прогиба [Электронный ресурс] / Р.Ф. Севостьянова, В.С.

Ситников // Записки Горного института. – 2018. – Т. 234. – С. 599-603. – Режим доступа: <https://doi.org/10.31897/PMI.2018.6.599>.

103. Севостьянова, Р.Ф. Аномальные термодинамические условия в разрезе вендского терригенного комплекса севера Непско-Ботуобинской антеклизы / Р.Ф. Севостьянова, В.С. Ситников // V Всероссийский научный молодежный геокриологический форум с международным участием, «Реакция криолитозоны на изменение климата. 4-20 июня 2018 г. – С. 43-47. – Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36691786>.

104. Севостьянова, Р.Ф. Прогноз потенциальной нефтеносности северо-западной части Непско-Ботуобинской НГО / Р.Ф. Севостьянова, В.С. Ситников // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России : материалы X Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Якутск, 08–10 апреля 2020 года / Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, Академия наук Республики Саха (Якутия), Якутское отделение Российского минералогического общества. – Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2020. – С. 298-301.

105. Севостьянова, Р.Ф. Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области / Р.Ф. Севостьянова // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 3(38). – С. 19-27. – Режим доступа: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2>.

106. Севостьянова, Р.Ф. Сравнительный анализ геофлюидодинамических условий севера Непско-Ботуобинской и Вилюйской нефтегазоносных областей / Р.Ф. Севостьянова // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции, Москва, 20–21 октября 2022 года. – Москва: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2022. – С. 337-338.

107. Сидкина, Е.С. Геохимия подземных рассолов Тунгусского и Оленекского артезианских бассейнов (сибирская платформа) / Е.С. Сидкина //

Литология и полезные ископаемые. – 2018. – № 3. – С. 274-284. – Режим доступа: <https://doi.org/10.7868/S0024497X18030059>.

108. Ситников, В.С. Тектонические критерии нефтегазоносности северной части Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих районов: дис.канд.геол.-минер. наук: 04.00.17 / Ситников Вячеслав Стефанович. – Новосибирск, 1982. – 258 с.

109. Ситников, В.С. Тектоника и нефтегазоносность неопротерозоя и нижнего палеозоя востока Сибирской платформы: дис. докт. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Ситников Вячеслав Стефанович. – Якутск, 2005. – 525 с.

110. Ситников, В.С. О прогнозе зон нефтегазонакопления новообразованного типа на юго-востоке Сибирской платформы / В.С. Ситников, В.П. Жерновский // Вестник Госкомгеологии РС(Я). – 2012. – №1. – С. 107-115.

111. Ситников, В.С. Геологические условия нефтеносности и главные направления нефтепоисковых работ в Западной Якутии // В.С. Ситников, А.Ф. Сафронов, В.П. Жерновский и др. // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. матер. науч.-практ. конф. – СПб.: ВНИГРИ. – 2013. – С. 268–275.

112. Ситников, В.С. Геология, и нефтегазовый потенциал юго-западных территорий Республики Саха (Якутия): реалии, перспективы, прогнозы / В.С. Ситников, И.А. Кушмар, Т.К. Баженова и др.; под ред. В.С. Ситникова, О.М. Прищепы. – СПб: ВНИГРИ, 2014. – 436 с.

113. Ситников, В.С. Новые представления о крупном нефтеносном потенциале центральных районов Западной Якутии [Электронный ресурс] / В.С. Ситников, Н.Н. Алексеев, К.А. Павлова // Наука и образование. – 2016. – №4 (84). – С. 57-63. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_28434400_74330117.pdf.

114. Ситников, В.С. О связи внутриплитных проявлений тектогенеза, магматизма и нефтегазонакопления с разломами типа сдвига [Электронный ресурс] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: матер. VI Всерос. науч.-практ. конф.; отв. ред. Л. И. Полуфунтикова. – Якутск:

изд. дом СВФУ, 2016. – Т. 2. – С. 437-440. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_27282704_45999123.pdf.

115. Ситников, В.С. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы [Электронный ресурс] / В.С. Ситников, Н.Н. Алексеев, К.А. Павлова, А.В. Погодаев, М.И. Слепцова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – №1. – Т.12. – С. 1-20. – Режим доступа: https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2017.

116. Ситников, В.С. Перспективы нефтеносности центральных районов Западной Якутии [Электронный ресурс] / В.С. Ситников, К.А. Павлова, Р.Ф. Севостьянова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 63-72. – Режим доступа: <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-6-63-72>.

117. Ситников, В.С. О нетрадиционных подходах к изучению нефтегазоносности недр / В.С. Ситников // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы X Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Якутск, 08–10 апреля 2020 года / Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, Академия наук Республики Саха (Якутия), Якутское отделение Российского минералогического общества. – Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2020. – С. 305-308.

118. Ситников, В.С. Эволюция представлений о ловушках нефти и газа на примере Среднеботуобинского месторождения / В.С. Ситников, Р. Ф. Севостьянова, К.А. Павлова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы XI Всероссийской научно-практической конференции, Якутск, 05–07 апреля 2021 года. – Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2021. – С. 239-241. – Режим доступа: https://doi.org/10.52994/9785751331399_2021_64.

119. Соколов, Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б.А. Соколов, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 1999. – 78 с.

120. 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. – Режим доступа: <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>.

121. Сурнин, А.И. Гидродинамика и нефтегазоносность Таас-Юряхского газонефтяного месторождения / А.И. Сурнин // Методика разведки и условия формирования нефтегазоносных отложений Сибирской платформы: сб. науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1991. – С. 88-97.

122. Сурнин, А.И. Гидродинамический контроль нефтегазонакопления на Сибирской платформе [Электронный ресурс] / А.И. Сурнин, И.В. Литвинова // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов: матер. III Всерос. науч. конф. с междунар. участием (к 90-летию А.А. Карцева). – Вып.1. – М.: ГЕОС. – 2015. – 251 с. – Режим доступа: https://oilgasjournal.ru/vol_12/surnin.pdf.

123. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / Г.Г. Шемин, А. М. Станевич, М. Ю. Смирнов [и др.]; отв. редактор М. И. Эпов; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: Издательство Сибирского отделения РАН, 2018. – 315 с. – ISBN 978-5-7692-1615-2. – Режим доступа: <https://doi.org/10.15372/PROSPECTS2018SGG>.

124. Толстихин, Н.И. Подземные воды мерзлой зоны литосферы / Н.И. Толстихин. – Л.: Гостопиздат. – 1941. – 203 с.

125. Федорович, М.О. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) / М.О. Федорович, А.Ю. Космачева, Н.В. Поспеева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 31-35. – Режим доступа: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-31-35>.

126. Федорович, М.О. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилюйской нефтегазоносной области / М. О. Федорович, Л. М. Бурштейн, И. А. Губин [и др.] // Геология и нефтегазовый потенциал Республики Саха (Якутия): проблемы

разведки и освоения: сборник тезисов Всероссийской научной конференции, Якутск, 11 августа 2022 года / Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук. – Киров: Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании, 2022. – С. 91-92.

127. Фомин, А.М. Современное состояние региональной геолого-геофизической изученности центральных и южных районов Республики Саха (Якутия) [Электронный ресурс] / А.М. Фомин, И.А. Губин, С.А. Моисеев, А.Э. Конторович // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2022. – №S11. – С. 43-48. – Режим доступа: <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2022-11с-43-48>.

128. Фукс, Б.А. Причины различных пластовых давлений в газоконденсатных залежах Непского свода / Б.А. Фукс, А.Б. Фукс // Геология нефти и газа. – 1976. – № 10. – С. 45-48.

129. Хаин, В.Е. Флюидодинамический анализ – новый этап развития учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов / В.Е. Хаин, Б.А. Соколов // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1989. – С. 5-12.

130. Холодов, В.Н. Термобарические обстановки глубин осадочно-породных бассейнов и их флюидодинамика / В.Н. Холодов // Эволюция осадочных процессов в истории земли: матер. VIII Всерос. литолог. совещ. – М.: изд. РГУНиГ им. И.М. Губкина, 2015. – Том 1. – С. 10-12.

131. Царев, В.П. Особенности формирования, методы поиска и разработки скоплений углеводородов в условиях вечной мерзлоты / В.П. Царев. – Якутск: Якутское книжное изд-во, 1976. – 210 с.

132. Чельшев, С.С. Гидродинамика Ангара-Ленского нефтегазоносного бассейна / С.С. Чельшев // Гидрогеологические условия нефтегазоносности некоторых регионов СССР. – Л., 1981. – С. 101-116.

133. Черский, Н.В. Перспективы нефтегазоносности северо-востока Якутской АССР / Н.В. Черский // Геология газовых месторождений. –М.: ГСИНТИ, 1959. – С. 26-62.

134. Шатский, Н.С. О возможных нефтеносных районах Советского Севера / Н.С. Шатский // Геология и полезные ископаемые Севера СССР. – Л., 1936. – Т. 2. – С. 299-307.

135. Шварцев, С.Л. Фундаментальные механизмы взаимодействия в системе вода-горная порода и ее внутренняя геологическая эволюция [Электронный ресурс] / С.Л. Шварцев // Литосфера. – 2008. – №6. – С. 3–24. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_11688764_51968819.pdf.

136. Шемин, Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) [Электронный ресурс] // Г.Г. Шемин; отв. ред. В.А. Каширцев. – Новосибирск: изд. СО РАН, 2007. – 467 с. – Режим доступа: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-geologiya-i-perspektivy-neftegazonosnosti-venda-i-nizhnego-kembriya-centralny.pdf>.

137. Шемин, Г.Г. Опорный разрез преображенского продуктивного горизонта вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) / Г.Г. Шемин, Л.С. Чернова, М.М. Потлова [и др.] // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53, № 2. – С. 226-236.

138. Шепелев, В.В. О специфических мерзлотно-гидрогеологических условиях района трубки «Мир» [Электронный ресурс] / В.В. Шепелев, М.Н. Железняк, Н.А. Павлова // Природные ресурсы Арктики и субарктики. – 2019. – Т. 24. – № 3. – С. 80-87. – Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_41283004_97739236.pdf.

139. Шиганова, О.В. Палеогидрогеологические условия формирования и размещение залежей нефти и газа в Подсолевом терригенном комплексе юга Сибирской платформы / О.В. Шиганова, Н.С. Фатеева, А.И. Сурнин // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов: матер. III Всерос. науч. конф. с междунар. участием (к 90-летию А.А. Карцева). – М.: ГЕОС, 2015. – Вып.1 (1) – 251 с.

140. Шиганова, О.В. Минеральные ресурсы рассолов Сибирской платформы и перспективы их промышленного освоения / О.В. Шиганова, А.И.

Сурнин, А.Д. Рябцев, Н.П. Коцупало // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов: матер. III Всерос. науч. конф. с междунар. участием (к 90-летию А.А. Карцева). – М.: ГЕОС, 2015. – Вып.1 (1) – 251 с.

141. Юрин, Г.А. Особенности водонапорной системы Сибирской платформы / Г.А. Юрин // Изв. ВУЗов.Сер. Геология и разведка. – 1981. – №2. – С.34-41.

142. Юрова, М.П. Комбинированные (литолого-тектонические) залежи углеводородов юга Тунгусской синеклизы / М.П. Юрова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1(361). – С. 16-21. – Режим доступа: [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-1\(361\)-16-21](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-1(361)-16-21).

143. Юрчик, И.И. Оценка гидрогеохимических условий разработки месторождений нефти и газа Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области: Лено-тунгусская нефтегазоносная провинция: дисс. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.07 / Юрчик Ирина Ивановна. – СПб, 2007. – 194 с.

144. Яковлев, Ю.И. Формирование месторождений углеводородов в зонах аномально низких пластовых давлений Сибирской платформы / Ю.И. Яковлев // Геол., методы поисков, разв. и оценки месторожд. нефти и газа: обзор ВИЭМС. – М.: МГП «Геоинформмарк». – 1991. – 45 с.

145. Яковлев, Ю.И. Проведение и обработка результатов комплексных исследований скважин с целью обоснования геолого-промысловых параметров при подсчете запасов газа месторождений Якутской АССР / Ю.И. Яковлев, Н.Н. Жильцов, Р.Г. Семашев. – М. – Якутск: ВНИИГАЗ, 1981. – 204 с.

146. Яковлев, Ю.И. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа / Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев // Геология нефти и газа. – 1982. – № 9. – С. 23-27.

147. Яковлев, Ю.И. К вопросу о роли разломной тектоники фундаментов в формировании гидродинамических режимов в осадочных отложениях / Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев // Доклады АН СССР. – 1982. – Т.266. – № 2. – С. 436-438.

148. Яковлев, Ю.И. Роль нисходящей фильтрации углеводородов при формировании месторождений Восточной Сибири / Ю.И. Яковлев, Р.Г. Семашев // ДАН СССР. – 1984. – Т.275. – №2. – С.476-478.

149. Bachu, S. Flow systems in the Alberta Basin; patterns, types and driving mechanisms / S. Bachu // Bulletin of Canada Petroleum Geology. – 1999. – Vol. 47. – P. 455-474.

150. Bachu, S. Possible controls of hydrogeological and stress regimes on the producibility of coalbed methane in Upper Cretaceous-Tertiary strata of Alberta Basin, Canada / S. Bachu, M. Karsten // AAPG Bulletin. – Nov 2003. – N 87. – P. 1729-1754.

151. Bekele, E.B. Fluid pressure implications of erosional unloading, basin hydrodynamics and glaciation in the Alberta Basin, Western Canada / E.B. Bekele, B.J. Rostron, M.A. Person // Journal of Geochemical Exploration. – 2003. – V. 78. – P. 143–147. – URL: [https://doi.org/10.1016/S0375-6742\(03\)00148-1](https://doi.org/10.1016/S0375-6742(03)00148-1).

152. Belitz, K. Hydrodynamics of the Denver basin: an explanation of subnormal fluid pressures / K. Belitz, J.D. Bredehoeft // AAPG Bulletin. – 1988. – V.72. – P.1334-1359.

153. Bethke, C.M. Long-range petroleum migration in the Illinois basin / C.M. Bethke J.D. Reed, D.F. Oltz // AAPG Bulletin. – 1991. – V. 75. – P. 925-945.

154. Birchall, T. Naturally occurring underpressure – a global review / T. Birchall, K. Senger, R. Swarbrick // Petroleum Geoscience. – 2022. – V.28. – P. 1-22. – URL: <https://doi.org/10.1144/petgeo2021-051>.

155. Bredehoeft, J.D. Simulations of the origin of fluid pressure, fracture generation, and the movement of fluids in the Uinta basin / J.D. Bredehoeft, J.B. Wesley, T.D. Fouch // Utah: AAPG Bulletin. – 1994. – V. 78. – P. 1729-1747.

156. Carleton, R. B. Water – rock interaction and the concentrations of major, trace, and rare earth elements in hydrocarbon-associated produced waters of the United States / R.B. Carleton, E.B. Justin, M.J. Aaron // Environmental Science Processes & Impacts. – 2021. – Vol. 23. – P. 1198-1219. – DOI: 10.1039/d1em00080b.

157. Chen, K.Q. Petroleum system in the fault depression of south Songliao basin / K.Q. Chen, J.C. Wu, L.M. Tang // Wuhan, China University of Geosciences Press, 1999. – 134 p.
158. Collett, T.S. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope / T.S. Collett, M.W. Lee et al. // Marine and Petroleum Geology. – 2011. – V. 28. – P.279–294. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.12.001>.
159. Garven, G. Continental-scale groundwater-flow and geological processes: / G. Garven // Annual Review of Earth and Planetary Sciences – 1995. – V. 23. – P. 89-117.
160. Hao, X. Controlling factors of underpressure reservoirs in the Sulige gas field, Ordos Basin / X. Hao, J. Zhang, T. Dazhen, L. Ming, W. Zhang, L. Wenji // Petroleum Exploration and Development. – 2012. – V.39. – P.70–74. – URL: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60016-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60016-0).
161. Hubbert, M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition / M.K. Hubbert // AAPG Bull. – 1953. – N 37. – P.1954-2026.
162. Law, B.E. The identification and commercialization of subnormally pressured unconventional, gas-bearing sandstones / B.E. Law // Unconventional Resources Technology Conference. Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Denver, Colorado. – 2013. – P.852–862.
163. Lazear, G.D. Fractures, convection and underpressure: hydrogeology on the southern margin of the Piceance basin, west-central Colorado / G.D. Lazear // USA: Hydrogeology journal. – 2009. – V. 17. – P.641-664.
164. Michael, K. Fluids and Pressure Distributions in the Foreland-Basin Succession in the West-Central Part of the Alberta Basin, Canada: Evidence for Permeability Barriers and Hydrocarbon Generation and Migration / K. Michael, S. Bachu //AAPG Bulletin. – Jul 2001. – N 85. – P. 1231-1252.
165. Muggeridge, A. The rate of pressure dissipation from abnormally pressured compartments / A. Muggeridge, Y. Abacioglu, W. England, C. Smalley // AAPG Bulletin. – 2005. – N 89. – P. 61-81.

166. Nelson, P.H. Outcrop control of basin-scale underpressure in the Raton Basin / P.H. Nelson, N.J. Gianoutsos, L.O. Anna // Colorado and New Mexico: The Mountain Geologist. – 2013. – V. 50. – P.37-63.
167. Neuzil, C. Osmotic generation of ‘anomalous’ fluid pressures in geological environments / C. Neuzil // Nature. – 2000. – V. 403. – P.182–184. – URL: <https://doi.org/10.1038/35003174>
168. Neuzil, C. Hydromechanical effects of continental glaciation on groundwater systems / C. Neuzil // Geofluids. – 2012. – V.12. – P.22–37. – URL: <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2011.00347.x>.
169. Oddo, J.E. Method predicts well bore scale, corrosion / J.E. Oddo, M.B. Tomson // Oil and Gas Journal. – Vol.96. – №23. – 1998. – P. 107-114.
170. Putnam, P.E. The relation between stratigraphic elements, pressure regime and hydrocarbons in the Alberta deep basin (with emphasis on select Mesozoic units) / P.E. Putnam, G.S. Ward // AAPG Bulletin. – Apr 2001. – N 85. – P. 691-714.
171. Person, M. Hydrodynamic stagnation zones: a new play concept for the Llanos Basin / M. Person, D. Butler, C.W. Gable, T. Villamil, D. Wavrek, D. Schelling, Colombia // AAPG Bulletin. – 2012. – V.96. – P.23-41. – URL: <https://doi.org/10.1306/08101111019>.
172. Sevostyanova, R.F. About the influence of the neotectonic movements on the placement of oil and gas deposits in the difficult mining and geological conditions of the Nepa-Botuoba anteklise / R.F. Sevostyanova, V.S. Sitnikov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 10-12 January. – 2022. – P.1-6. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/988/3/032069>.
173. Toth, J. Gravitational systems of groundwater flow / J. Toth. – Cambridge University Press. – 2009. – 141 p.
174. Vinard, P. Evulition of hydravulic underpressures at Wellenberg, Switzeland / P. Vinard, P. Blümiling, J.P. McCord, G. Aristonenas. Evulition of hydravulic underpressures at Wellenberg, Switzeland. // Ind. J. Rock Mech. Mining. Sci. – 1993. – N30. – P. 1143-1150.

175. Xinong, Xie. Evolution of abnorm low pressure and its implications for the hydrocarbon systems in the southeast uplift zone of Songliao basin, China [Электронный ресурс] / Xie Xinong, Jiao Jui Jimmy, Tang Zhonghua, Zheng Chunmiao // AAPG Bulletin. – Jan 2003. – N 87. – P. 99-119. – URL: https://www.researchgate.net/publication/237821744_Evolution_of_abnormally_low_pressure_and_its_implications_for_the_hydrocarbon_system_in_the_Southeast_Uplift_zone_of_Songliao_Basin_China/link/02e7e5250f91f992f0000000/download.

176. Yardley, B.W.D. Why metasomatic fronts are really metasomatic sides / B.W.D. Yardley, G.E. Lloyd // Geology. – 1995. – Vol. 23. – N 1. – P. 53-56.

177. Wangen, M. A model for underpressure development in a glacial valley, an example from Adventdalen / M. Wangen, A. Souche, H. Johansen // Svalbard: Basin Research. – 2016. – V. 28. – P.752-769

Фондовые материалы

178. Анализ результатов пробной эксплуатации скважин в зонах АНПД Непско-Ботуобинской НГО с целью обоснования добычных возможностей месторождений и рекомендации по их доразведке и рациональной разработке: отчет о НИР / Яковлев Ю.И. – Якутск: ВНИИГАЗ, 1986. – 174 с.

179. Геогидродинамические системы Непско-Ботуобинской антеклизы и вопросы их эволюции: отчет о НИР / Граусман А.А., Бодунов Е.И. – Якутск: Якутский институт геологических наук СО АН СССР, 1992. – 100 с.

180. Геолого-промысловые исследования скважин глубокого бурения и переинтерпретация геолого-геофизических материалов с целью обоснования подсчетных параметров по объектам разведки 1994-1995 гг.: отчет о НИР / Куприянов Я.И. – Якутск: ОАО ННГК «Саханефтегаз», 1996. – 194 с.

181. Изучение гидрогеологических условий нефтегазоносности перспективных территорий Западной Якутии с целью прогноза на региональной и поисковой стадиях геологоразведочных работ / В.И. Скутин. – Якутск: ЯКТЭ ПГО «Ленанефтегазгеология». – 1986. – 179 с.

182. Оптимизация региональной тектонической и нефтегазогеологической основы для размещения геологоразведочных работ на нефть и газ в центральных

районах западной Якутии с уточнением прогнозной оценки ресурсов УВ: отчет о НИР / Ситников В.С. – Якутск: ИПНГ СО РАН, 2013 г. – 205 с.

183. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ по Государственному контракту №22-05 на объекте «Сейсморазведочные работы в северо-западной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Западно-Ботуобинский объект) книга 1: отчет о НИР / Поспеева Н.В. – Якутск: ОАО «Якутскгеофизика», 2007. – 257 с.

184. Отчет о результатах глубокого бурения на Кубалахской и Хайской площадях (Комплексная геолого-геофизическая обработка результатов глубокого бурения на месторождениях и площадях Якутии): отчет о НИР / Захарян А.З. – Ленск: ПГО «Ленанефтегазгеология», 1984. – 116 с.

185. Отчет по теме «Количественная оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья по территориям Западной Якутии»: отчет о НИР / Мельников Н.В., Демин В.И., Ефимов А.О. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2001. – 115 с.

186. Отчет по теме «Подсчёт запасов газа, конденсата и нефти Верхневиллючанского месторождения» том 1, книга 2: отчет о НИР / Матвеев В.Д. – Якутск: ОАО ННГК «Саханефтегаз», 2003. – 300 с.

187. Создание пакета структурно-тектонических карт нефтегазоперспективных комплексов нижнего кембрия, венда, рифея масштаба 1:100000: отчет о НИР / Беляев С.Ю., Конторович А.А., Мандельбаум М.М., Сафронов А.Ф., Старосельцев В.С., Хоменко А.В. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, Иркутскгеофизика, Красноярскгеофизика, 2006. – 241 с.

188. Отчет о результатах работ по объекту: «Анализ геолого-геофизической информации и разработка рекомендаций по направлениям поисково-разведочных работ на нефть и газ в Республике Саха (Якутия) на среднесрочную перспективу»: отчет о НИР / Жерновский В.П. – Якутск: ГУП РС(Я) «ЯПСЭ», 2005. – 300 с.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Схема гидрогеологического районирования Сибирской платформы (по Е.А. Баскову) [9, 72]	13
Рисунок 2.1. Обзорная схема северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф., 2018 г. по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», АО «Якутскгеофизика») [182, 184].....	18
Рисунок 2.2. Схема корреляций разрезов скважин северо-запада Непско-Ботуобинской НГО (по материалам АО «Якутскгеофизика») [183]	23
Рисунок 2.3. Схема тектонического строения севера Непско-Ботуобинской антеклизы (по материалам АО «Якутскгеофизика») [183]	26
Рисунок 2.4. Схемы тектонического районирования юго-запада Якутии в разные периоды работ на нефть и газ (Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф., 2018 г. по материалам ПГО «Ленанефтегаз», АО «Якутскгеофизика», АО «СНИИГГиМС») [101, 183-185]	28
Рисунок 2.5. Изменение толщин солей по площади Западной Якутии (по материалам Буровой И.А.) [21].....	31
Рисунок 2.6. Распределение гидрогеохимического коэффициента $r_{Na/rCl}$ Таас-Юряхского НГКМ (по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология») [184]	34
Рисунок 2.7. Химический состав пластовых вод вендского терригенного комплекса продуктивных отложений севера Непско-Ботуобинской НГО (Севостьянова Р.Ф., по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», ОАО «Саханефтегаз») [180, 184].....	36
Рисунок 2.8. Распределение плотностей некоторых компонентов гидроминерального сырья по глубине вендского терригенного комплекса севера Непско-Ботуобинской НГО (по материалам ОАО «Саханефтегаз», ЗАО «Иреляхнефть», ОАО «Ленанефтегаз») [179, 180].....	40
Рисунок 3.1. Схематический профиль севера Непско-Ботуобинской НГО (по материалам АО «ВНИГРИ» с дополнениями автора) [112]	53
Рисунок 3.2. Структурная карта ботуобинского горизонта Таас-Юряхского НГКМ (ПГО «Ленанефтегазгеология») [184].....	56
Рисунок 3.3. Профильный разрез I-I Таас-Юряхского НГКМ (ПГО «Ленанефтегазгеология») [184].....	57
Рисунок 3.4. Распространение многолетнемерзлых пород на юго-западе Якутии (Геокриологическая карта СССР, под ред. Э.Д. Ершова, 1991 г.) [29].	59
Рисунок 3.5. Геологический профиль Бысахтахского ГКМ (по материалам АО «СНИИГГиМС») [185].....	66
Рисунок 3.6. Схема построения карты изопотенциалов Кудулахской свиты	

Бысахтахского ГКМ методом U, V, Z. (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по материалам АО «СНИИГГиМС») [185].....	69
Рисунок 3.7. Карта изопотенциалов газа Кудулахской свиты Бысахтахского ГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по материалам АО «СНИИГГиМС») [185]..	70
Рисунок 3.8. Распределение пластовых давлений по разрезу на территории юго-западной части Якутии (по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», АО «Саханефтегаз», А.А. Граусмана, Ю.И. Яковлева) [178-180, 185].....	74
Рисунок 3.9. Геофлюидодинамические режимы Западной Якутии (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по материалам В.С. Ситникова, А.Ф. Сафронова, С.Ю. Севостьянова, К.И. Микуленко, ИПНГ СО РАН, ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология») [180-182].....	76
Рисунок 4.1. Структурная карта продуктивного горизонта юряхский-I (по материалам АО «Саханефтегаз») [180, 186].....	81
Рисунок 4.2. Карта изобар горизонта юряхский I Верхневиллючанского НГМ (по данным А.А. Граусмана) [179].....	82
Рисунок 4.3. Карта потенциметрической поверхности, отражающей течение пластовой воды горизонта юряхский I Верхневиллючанского НГМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ОАО «Саханефтегаз») [179,186].....	83
Рисунок 4.4. График значений потенциалов пластовой воды Верхневиллючанского НГМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ОАО «Саханефтегаз»)[186].....	85
Рисунок 4.5. Карта изопотенциалов газа горизонта юряхский I Верхневиллючанского НГМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ОАО «Саханефтегаз») [186].....	86
Рисунок 4.6. Структурная карта ботубинского горизонта Среднеботубинского НГКМ (материалы АО «СНИИГГиМС») [187].....	87
Рисунок 4.7. Карта изобар ботубинского горизонта Среднеботубинского НГКМ (по данным АО «СНИИГГиМС», А.А. Граусмана) [179, 187].....	88
Рисунок 4.8. 3D карта потенциметрической поверхности, отражающей течение пластовой воды ботубинского горизонта Среднеботубинского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным АО «СНИИГГиМС») [185].....	89
Рисунок 4.9. Карта изопотенциалов газа ботубинского горизонта Среднеботубинского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным АО «СНИИГГиМС») [187].....	90
Рисунок 4.10. Структурная карта ботубинского горизонта Чаяндынского НГКМ (по материалам ОАО «Саханефтегаз») [179]	91
Рисунок 4.11. Карта изобар ботубинского горизонта Чаяндынского НГКМ (по данным ПГО «Ленанефтегазгеология») [181].....	92
Рисунок 4.12. Карта изопотенциалов газа ботубинского горизонта	

Чаяндинского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ПГО «Ленанефтегазгеология») [181].....	93
Рисунок 4.13. Карта изопотенциалов нефти осинского горизонта Талаканского НГКМ (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным ПГО «Ленанефтегазгеология») [181].....	94
Рисунок 4.14. График распределения потенциалов нефти осинского горизонта Талканского НГКМ (Севостьянова Р.Ф. по данным ПГО «Ленанефтегазгеология») [181].....	95
Рисунок 4.16. Схема выделения неантиклинальных ловушек АО «Якутскгеофизика» (Поспеева Н.В., Оболкин А.П.) [183].....	101
Рисунок 4.17. Схема прогноза изопотенциалов газа ботубинского горизонта на северо-западной части Непско-Ботубинской НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по данным АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология», А.А. Граусмана) [112, 179, 181].....	103
Рисунок 4.18. Схема прогноза изопотенциалов газа улаханского горизонта на северо-западной части Непско-ботубинского НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023г. по данным АО «СНИИГГиМС», АО «ВНИГРИ») [112, 185]	104
Рисунок 4.19. Карта перспектив нефтегазоносности Западной Якутии (Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Алексеев Н.Н. и др. ИПНГ СО РАН, 2014 г.) [182].....	108
Рисунок 4.20. Схема распределения лицензионных участков на севере Непско-Ботубинской НГО по состоянию на 2023 г. (по материалам «ВНИГНИ», ИПНГ СО РАН) [182]	111
Рисунок 4.21. Региональная схема прогноза изопотенциалов газа ботубинского горизонта (по материалам АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология», А.А. Граусмана) [112, 179, 181]..	114
Рисунок 4.22. Региональная схема прогноза изопотенциалов газа улаханского горизонта (по материалам АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология», А.А. Граусмана) [112, 179, 181] .	115
Рисунок 4.23.Характеристика условий гидродинамического улавливания газа на площадях Хьюготон и Панхендл (по материалам Плотникова А.А.)[82].....	116
Рисунок 4.24. Прогнозируемые по результатам исследований объекты в пределах северо-западной части Непско-Ботубинской НГО (по материалам АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ», ПГО «Ленанефтегазгеология») [112, 179].....	119

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Историческая периодизация основных геологических и гидрогеологических результатов севера Непско-Ботуобинской НГО.....	16
Таблица 2.1. Термобарические показатели продуктивных горизонтов севера Непско-Ботуобинской НГО (по материалам А.Ф. Сафронова, А.А. Граусмана, ПГО «Ленанефтегазгеология», ОАО «Саханефтегаз») [92, 179, 180, 184]	37
Таблица 2.2. Химический состав пластовых вод Таас-Юряхского НГКМ (по данным ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология») [179, 180].....	39
Таблица 2.3. Химический состав пластовых вод подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО (по материалам А.А. Граусмана А.А., ОАО «Саханефтегаз») [179, 180]	41
Таблица 2.4. Результаты расчетов степени солеотложений CaCO_3 и CaSO_4 из промысловых вод подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО (Абукова Л.А., Севостьянова Р.Ф. по материалам ОАО «Саханефтегаз», ПАО «Ленанефтегазгеология») [180, 184].....	43
Таблица 2.5. Размещение залежей нефти и газа и притоков УВ на севере Непско-Ботуобинской НГО (по материалам В.С. Ситникова) [109].....	45
Таблица 3.1. Палеогидрогеологические параметры вендского терригенного комплекса севера Непско-Ботуобинской антеклизы (Обухов В.Ф., Анциферов) [5].....	54
Таблица 3.2. Результаты решения гидродинамических потенциалов Φ в Бысахтахском ГКМ (по данным АО «СНИИГГиМС») [185]	67
Таблица 3.3. Результаты расчетов гидродинамических потенциалов по Мастахскому ГКМ (Вилуйская НГО) (Севостьянова Р.Ф. по материалам А.В. Погодаева, ОАО «ЯТЭК») [83, 86].....	72
Таблица 3.4. Замеры пластовых давлений кембрийских отложений на Западно-Вилуйском НГО (по материалам Погодаева А.В.) [83, 86]	73
Таблица 3.5. Характеристики геофлюидодинамических режимов севера Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилуйской синеклизы (по материалам Ю.И. Яковлева, Л.А. Абуковой, ОАО «Саханефтегаз») [3, 146, 180].....	77
Таблица 4.1. Градиенты пластовых давлений подсолевого комплекса продуктивных отложений северной части Непско-Ботуобинской НГО (по данным Ю.И. Яковлева, А.А. Граусмана) [144, 178, 179].....	80
Таблица 4.2. Результаты расчетов гидродинамических потенциалов продуктивных горизонтов севера Непско-Ботуобинской НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023 г. по материалам ОАО «Саханефтегаз», АО «СНИИГГиМС», ОАО	

«Якутгазпром») [178, 180, 185].....	84
Таблица 4.3. Сейсмогеологическая характеристика северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы (материалы АО «Якутскгеофизика») [183]..	98
Таблица 4.4. Положение прогнозных зон нефтегазонакопления, выделенных на основании геофлюидодинамического анализа в северо-западной части Непско-Ботуобинского НГО (Севостьянова Р.Ф., 2023 по данным АО «Якутскгеофизика», АО «ВНИГРИ») [112, 183].....	105
Таблица 4.5. Классификация ресурсов нефти и газа [88]	107