

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

На правах рукописи



Литвинова Ирина Валерьевна

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

25.00.07 – Гидрогеология

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук
А.Г. Вахромеев

Новосибирск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. Очерк гидрогеологических условий Курейской синеклизы.....	8
1.1. Гидрогеологическая изученность территории.....	11
1.2. Геолого-тектоническое строение и нефтегазоносность территории	18
1.3. Гидрогеологическое районирование и стратификация территории	25
1.4. Гидроминеральные ресурсы	56
ГЛАВА 2. Геотермические условия в осадочном чехле Курейской синеклизы	65
2.1. Мерзлотно-геологические условия верхней части разреза	65
2.2. Геотермические условия нефтегазоносных комплексов.....	75
ГЛАВА 3. Гидродинамические условия в осадочном чехле Курейской синеклизы	85
3.1. Изученность вопроса и базовые представления о гидродинамике бассейна	86
3.2. Характеристика современных гидродинамических условий разреза и гидродинамическое районирование	91
3.3. Восходящая разгрузка глубинных флюидов, как ведущий фактор гидродинамики ..	103
3.4. Обобщенная гидродинамическая модель осадочного чехла территории Курейской синеклизы.....	113
ГЛАВА 4. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности	118
4.1. Глубинные гидрогеологические критерии нефтегазоносности	119
4.2. Ландшафтные показатели	141
ГЛАВА 5. Прогноз нефтегазоперспективных объектов по гидрогеологическим критериям	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	177
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	179

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследований. На территории Красноярского края сосредоточены крупные по величине начальные прогнозные и перспективные ресурсы углеводородного сырья. Но основная доля их приходится на Байкитскую и Катангскую НГО в центральных районах Края. При этом для северной половины территорий Красноярского края характерна низкая неравномерная изученность. В пределах Сибирской платформы - это преимущественно территория Курейской синеклизы. Поэтому прогноз и поиски нефти и газа на обширных малоизученных территориях опережающими гидрогеохимическими методами в комплексе с традиционными геолого-геохимическими и геофизическими методами остаются актуальной задачей геологоразведочных работ. Для их реализации на территории Курейской синеклизы накоплен большой объем фактического материала по геологии, часть которого приходится на гидрогеологическую информацию. Это сведения о высоко приточных водоносных объектах в скважинах, данные о более 100 минерализованных источниках, которые разгружаясь в долинах рек и озер, несут информацию о гидрогеохимических условиях разреза и продуктивности территорий, еще не изученных глубоким бурением.

Прогнозом перспектив нефтегазоносности Курейской синеклизы на протяжении 60 лет занимались исследователи из различных организаций (НИИГА, ВНИГРИ, ВНИИЯГГ, СНИИГГиМС, КНИИГГиМС, ТПИ, ИНГГ СО РАН и др.). Накопленный материал и результаты их исследований лежат в основе современных представлений о нефтегазоносности северной половины Лено-Тунгусской НГО Сибирской платформы. Настоящая работа является продолжением этих исследований, но уже с учетом новых данных, полученных в ходе параметрического бурения 2000-2016 гг, новейших сейсмо-геологических моделей разреза и последних маршрутов гидрогеохимического опробования.

Объект исследования – природные воды осадочного чехла Курейской синеклизы и перекрывающей ее Тунгусской синеклитзы

Степень разработанности темы исследования. Подробное рассмотрение гидрогеологических критериев и их классификация даны в работах А.С. Зингера (1968), В.А. Кротовой (1969), Н.Н. Ростовцева (1969), А.А. Карцева (1972), Э.Е. Лондона (1973), Л.М. Зоркина (1973), В.М. Матусевича (1975), М.И.Субботы (1977), Я.А. Ходжакулиева (1978), Е.В. Стадника (1980), Е.А. Барс (1984), А.С. Панченко (1985), А.Д. Назарова (2004). На Сибирской платформе опыт локального гидрогеологического прогноза нефтегазоносности показан в работах гидрогеологов Вост.Сиб.НИИГГиМСа А.С. Анциферова (1978) и СНИИГГиМСа А.И.

Сурнин (1986), В.И. Вожов (2006), для нижнепалеозойских и допалеозойских отложений Лено-Тунгусской провинции.

Существующие классификации в различной степени используют известный набор локальных гидрогеологических критериев, от полного подробного перечня индивидуальных показателей, до ограничения отдельными видами. В практической работе изучать их все нецелесообразно, поскольку это требует больших затрат времени и не обеспечивает поисково-разведочное бурение оперативной информацией. Все исследователи единодушны в том, что следует использовать оптимальный комплекс наиболее информативных критериев для каждого нефтегазоносного бассейна, каждого отдельного его крупного структурного элемента и водоносного комплекса, со своими количественными характеристиками, своим гидрогеологическим фоном.

Рассмотрение накопившегося материала по гидрогеологии Курейской синеклизы, с учетом результатов других исследователей, позволяет составить представление о гидродинамических и гидрогеохимических составляющих регионального гидрогеологического фона. Для решения задач сегодняшнего дня – поиска залежей нефти и газа на больших глубинах в структурных и неструктурных условиях, оценки продуктивности новых площадей по первым скважинам, необходимо выбрать и применить региональные, зональные и локальные гидрогеологические критерии.

Цель диссертационной работы – обоснование комплекса гидрогеологических критериев для прогноза нефтегазоносности малоизученных территорий Курейской синеклизы.

Для достижения этой цели проведено комплексное изучение гидрогеологических условий Курейской синеклизы, в ходе которого решались следующие **задачи**:

– Анализ закономерностей геотемпературного поля в нефтегазоносных комплексах с картированием геотермических аномалий, оценкой параметров толщи многолетнемерзлых пород;

– Анализ распределения пластовых давлений в нефтегазоносных комплексах, расчеты коэффициентов негидростатичности, расчеты приведенных давлений, районирование по характеру гидродинамического режима;

– Оценка гидрогеохимических условий в водоносных комплексах, картирование гидрогеохимических аномалий межпластовых перетоков и поверхностной разгрузки подземных вод;

– Анализ взаимосвязи и геолого-тектонических условий проявления геотермических, гидродинамических, гидрогеохимических аномалий и скоплений углеводородов в осадочном чехле Курейской синеклизы и на известных месторождениях-эталонах;

–Обоснование оптимального комплекса гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности в условиях Курейской синеклизы;

Прогноз нефтегазоперспективных зон и участков по принятому комплексу гидрогеологических критериев.

Научная новизна и личный вклад автора. Научной новизной обладают результаты системной оценки гидрогеологических условий нефтегазоносности осадочного бассейна Курейской синеклизы, выполненной на основе собранного и обобщенного автором материала с учетом новых данных параметрического бурения, региональных сейсмических исследований и рекогносцировочных гидрогеохимических маршрутов.

В частности, с использованием современных сейсмогеологических моделей:

- Впервые дан прогноз пластовых температур по разрезу осадочного чехла и с учетом нового структурного плана построены Карты распределения температур в нефтегазоносных комплексах: кембрийском, венд-нижнекембрийском, рифей-вендском. Построены Карты приведенных температур, на основе которых выполнено геотермическое районирование территории с выделением районов устойчивого прогрета и устойчивого охлаждения осадочного чехла.

- Впервые выполнено районирование территории по характеру гидродинамического режима (в коэффициентах негидростатичности) и дан прогноз пластовых давлений в основных нефтегазоносных комплексах. Составлена обобщенная гидродинамическая модель осадочного чехла.

- Впервые собран, проанализирован и проинтерпретирован материал, полученный (в том числе, с участием автора) в ходе опорных маршрутов гидрогеохимического, газогеохимического, фитогеохимического опробования в пределах базальтовых плато на севере Красноярского края (сезоны 1985, 1990, 2001-2003, 2014-2016 годов). Даны рекомендации по дальнейшему применению поверхностных геохимических поисковых методов.

- Впервые обоснован оптимальный комплекс гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности, адаптированный к условиям осадочного чехла Курейской синеклизы.

Все основные результаты проделанной работы, обладающие научной новизной и практической значимостью, получены автором лично или при его участии. Составленная Автором и под его руководством серия гидрогеологических карт и разрезов вошла в научные и тематические отчеты.

Теоретическая и практическая значимость. Выявленные в ходе исследования и рассмотренные в данной работе, закономерности и модели гидрогеологического строения осадочного бассейна Курейской синеклизы, построенные карты прогноза пластовых температур и давлений в основных нефтегазоносных комплексах нашли применение:

- при проектировании 5 параметрических скважин на новых площадях Курейской синеклизы;

- использованы для оценки прогнозных ресурсов УВ в структурах, выявленных по результатам региональной сейсморазведки.

Поисковые работы на рекомендованных по гидрогеологическим критериям перспективных объектах для первоочередного изучения, позволят прирастить запасы УВ и подготовить новые участки для недропользования.

Учет и планомерная оценка ресурсов высокоминерализованных подземных вод в качестве источника гидроминерального сырья, бальнеологических и питьевых минеральных вод, имеет принципиальное значение для перспективного планирования развития территорий, комплексного недропользования и удовлетворения социальных запросов населения будущих промысловых поселков.

Методология и методы исследования. Исходными материалами работы послужили результаты исследований геологических и научных организаций, занимавшихся прогнозом, поисками и разведкой месторождений нефти и газа Красноярского края: ПГО "Енисейнефтегазгеология", СНИИГГиМС, ТПИ (ныне ТПУ), ВНИИЯГГ, ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, ИНГГ СО РАН. Фондовая и опубликованная информация по геологии, тектонике, гидрогеологии и геохимии Западной части Сибирской платформы.

Методологический подход к анализу гидрогеологических условий нефтегазоносности основан на заложенных Е.В. Пиннекером принципах системного регионального гидрогеологического анализа крупных платформенных структур [170,171,108,1,2,172]. Обработка и систематизация данных по геотермии, гидродинамике, химическому составу подземных вод выполнена традиционными методами нефтегазовой гидрогеологии и описана в работах Корценштейн, Карцев, Шугрин и др. [118,119,120,106,204,165,193].

Для выполнения вероятностно-статистической и картографической обработки информации использовались методы и средства программных пакетов: MS Excel, Statistica, Surfer, ArcMap, Corel Draw.

При написании работы Автор использовал, изучил и обработал следующий фактический материал (Таблица 1):

1. Результаты бурения, испытания и опробования глубоких опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин, структурных колонковых скважин по 83 площадям (512 объектов), включая качественные анализы воды (232 пробы), анализы водорастворенных газов (141 проба), точечные замеры температур (110) и давлений (237) в скважинах. Результаты поверхностного геохимического опробования в период с 1990 по 2016 гг. на 5 поисковых объектах: Худякитский, Агатский, Эмбенчиминский, Хантайский, Виви-

Тунгончанский и др. участках: анализы свободных газов (653), анализы поверхностных вод (281), спектральный анализ золы фитопроб (543) и изотопный анализ углерода в газах (24).

2. Результаты сейсморазведки МОВ и МОГТ, электроразведочных зондирований ЗСБЗ.

3. Результаты целевой гидрогеохимической съемки на территории Южно-Тунгусской НГО (Тунгусская ГПЭ), региональных гидрогеологических и геохимических маршрутов научно-исследовательских организаций на территории Курейской синеклизы.

Таблица 1 – Объем фактического материала в диссертационной работе

Виды материалов	Объем материалов
Результаты испытания скважин	83 поисковые площади – 512 объектов
Химические анализы пластовых вод и водорастворенных газов	анализы воды – 232 анализы водорастворенных газов – 141
Данные по скважинам о пластовых давлениях и температурах	точечные замеры при испытаниях: пластовых температур – 110; пластовых давлений – 237
Результаты геохимического опробования в 1990-2016 гг. на 5 поисковых объектах: Худякитский, Агатский, Эмбенчиминский, Хантайский, Виви-Тунгончанский, и других участках	анализы свободных газов (донным ворошением) – 653; анализы воды: ПХА – 70, СХА – 111, ВРОВ – 100; спектральный анализ фитопроб – 543; изотопный состав углерода (СН ₄ и СО ₂) – 24

Данные бурения и опробования демонстрируют в целом неравномерную и недостаточную изученность оцениваемой территории и флюидоносных комплексов осадочного чехла. Из общего количества рассмотренных глубоких скважин более 70 % сконцентрированы на Южно-Тунгусской НГО и Турухано-Норильском СНГР (ТСНГР). Северные территории и центральная часть Курейской синеклизы глубоким бурением практически не изучены. Неравномерное распределение гидрогеологической информации осложняется неполным и не всегда качественным испытанием водоносных горизонтов и пластов в скважинах (Рисунок 1).

Для объектов нефтегазопромысловых работ на Курейской синеклизе выполнена оценка гидрогеологических условий нефтегазоносности осадочного чехла западной части Лено-Тунгусской НПП. Были собраны и рассмотрены материалы по Катангской, Южно-Тунгусской, Северо-Тунгусской нефтегазоносным областям и Турухано-Норильскому нефтегазоносному району (НГР) – в границах заданной территории исследований.

Переобработка накопленного, на сегодняшний день материала позволила скорректировать сложившееся представление о гидрогеологических условиях территории на современном уровне геолого-геофизической изученности и выполнить районирование территории по геотермическим, гидродинамическим, гидрогеохимическим параметрам разреза.

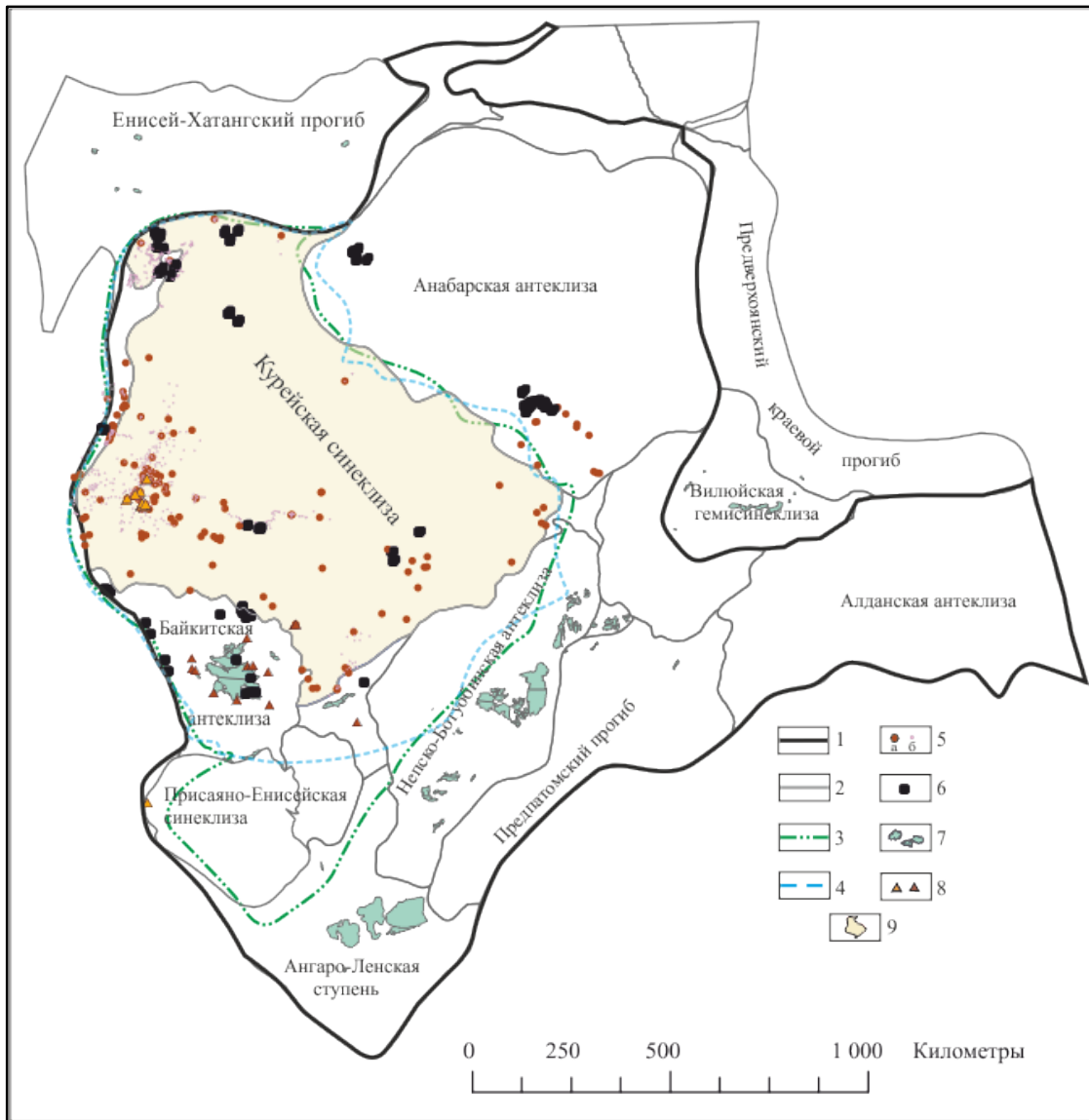


Рисунок 1 – Обзорная карта района исследования

1 - границы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 2 - границы надпорядковых структур; 3 - тектонические границы наложенной Тунгусской синеклизы; 4 - границы Тунгусского артезианского бассейна; 5 - скважины: а) глубокие; б) колонковые; 6 - битумопроявления в верхней части разреза; 7 - месторождения нефти и газа; 8 - нефте-и газопроявления в глубоких скважинах; 9 - район исследования.

Положения выносимые на защиту.

1. В осадочном чехле Курейской синеклизы ведущим фактором современной гидродинамики является восходящая разгрузка глубинных флюидов (подземных вод, газов и углеводородов). Миграция флюидов осуществляется по локализованным каналам, связанным с проводящими глубинными разломами, которые проявляются в геотермическом поле осадочного чехла Курейской синеклизы, как устойчивые тепловые аномалии.

2. Пространственная соподчиненность геотермических, гидродинамических, гидрогеохимических аномалий и глубинных разломов в пределах установленного контура восходящей миграции подземных вод показывает возможность переформирования углеводородных скоплений из зоны их генерации и первичной аккумуляции в глубоко

залегающих подсоловых резервуарах рифея-венда-кембрия на вышележащие уровни разреза в высокочемкие коллекторы среднего- верхнего палеозоя.

3. Для зонального прогноза нефтегазоносности и оценки продуктивности локальных структур, подготовленных геолого-геофизическими методами, обоснован рациональный комплекс глубинных и ландшафтных гидрогеологических критериев, адаптированный к условиям осадочного чехла Курейской синеклизы.

Степень достоверности и апробация результатов. Основные результаты работы использованы при составлении научно-исследовательских отчетов СНИИГГиМС: по геологическому изучению и оценке минеральных ресурсов (2005), по научному сопровождению геолого-разведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири (2006), по обобщению результатов геологических исследований (2007), по оценке ресурсного потенциала нефтегазоносности на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования (2010), по выявлению крупных объектов нефтегазопромысловых работ (2016). Научные наблюдения изложены в 16 публикациях, в том числе 3 из них - в изданиях, рекомендованных ВАК. Результаты работы неоднократно докладывались на совещаниях, всероссийских конференциях с международным участием (2007, 2009, 2010, 2013, 2017).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы (более двухсот наименований опубликованных и фондовых источников). Объем работы составил 173 страниц текста, включая 44 рисунка и 73 таблицы.

Диссертация является частью научно-исследовательских и тематических разработок, выполненных в Отделе гидрогеологии нефтегазоносных провинций и геоэкологии АО «СНИИГГиМС» по государственным и производственным контрактам.

Автор благодарен доктору геолого-минералогических наук В.И. Вожову под руководством которого была начата эта работа, за постановку первоначального плана и возможность диссертационного исследования.

Профессору, доктору наук В.С. Старосельцеву за предоставление возможности полевого применения гидрогеохимических методов исследований в пределах Северо-Тунгусской НГО и за поддержку и практические советы при выполнении работы. В процессе работы над диссертацией ценной была возможность постоянных консультаций и обмена мнением с сотрудниками научных подразделений СНИИГГиМС: докторами геолого-минералогических наук Н.В. Мельниковым, А.В. Мигурским, кандидатами геолого-минералогических наук Е.В. Смирновым, С.П. Кузьминым, Н.А. Ивановой, М.В. Масленниковым, С.В. Дыхан, В.В. Пустыльниковой, старшим научным сотрудником Г.Ф. Попелухой.

В процессе работы над диссертацией автор обращался за советами и консультациями к

кандидатам геолого-минералогических наук А.К. Битнеру и В.А. Зуеву, профессиональный опыт и материалы которых, способствовали выполнению данной работы. Большую благодарность автор выражает профессорам и преподавателям Кафедры гидрогеологии и инженерной геологии ТПУ, особенно А.Д. Назарову, М.Б. Букаты. Благодарность за поддержку, ценные советы, автор выражает кандидату геолого-минералогических наук А.И. Сурнину, который сыграл важную роль в становлении научного мировоззрения автора, как специалиста в области региональной нефтегазовой гидрогеологии и руководителю диссертации доктору геолого-минералогических наук Вахромееву А.Г.

ГЛАВА 1. ОЧЕРК ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

1.1. Гидрогеологическая изученность территории

Согласно схеме гидрогеологического районирования изучаемая территория размещается в пределах Восточно-Сибирской артезианской области (Рисунок 2).



Рисунок 2 – Выкопировка из Схемы гидрогеологического районирования СССР [11] с изменениями

Территория исследований в гидрогеологическом отношении является крайне неравномерно изученной по сравнению с другими районами Сибирской платформы. Первые сведения о подземных водах и соленых озерах появились в XVIII-XIX вв. в результате маршрутных исследований, проводимых по долинам крупных рек – Енисея, Ангары, Нижней Тунгуски и др. с целью ознакомления с природными условиями края и поисками полезных ископаемых (золото, соль, уголь). К концу 70-х годов прошлого столетия относятся открытия рассолов и соленых вод Троицкого сользавода. В этот период А.А. Обручев наряду с изучением геологии и полезных ископаемых огромного региона большое внимание уделял и подземным

водам. Только в 1889 году он исследует соленые воды на территории Усольского солеваренного завода, который добывал соль из естественного рассола, вскрытого одной неглубокой скважиной. Опубликованные В.А. Обручевым первые, хотя и разрозненные, сведения о соленых подземных водах Восточной Сибири были первыми для последующего планомерного изучения гидрогеологии этой обширной территории преимущественно уже в советское время [247].

В современной истории гидрогеологических исследований Сибирской платформы, сопровождавших геологоразведочные и нефтегазопромышленные работы, можно отметить четыре основных этапа.

До 1950 года объектом исследования являлась преимущественно мерзлота и различные источники минеральных вод в бассейне крупных рек Нижняя и Подкаменная Тунгуска, Ангара и др. Активно проводились гидрогеологические исследования в связи с промышленным освоением Норильского, Туруханского, Канского, Ачинского и других новых экономических районов. Изучение подземных вод и мерзлоты северных районов было начато в 30-е годы в связи с освоением Норильского медно-никелевого месторождения. В этот период проводятся инженерно-геологические изыскания, гидрогеологические и мерзлотные исследования на строительных участках. В г. Игарка организована мерзлотная станция и начато систематическое изучение многолетней мерзлоты. Большое значение для развития гидрогеологической науки в Восточной Сибири имела работа Н.И. Толстихина «Подземные воды мерзлой зоны литосферы» [221], вышедшая в 1941 году. В.Ф. Дерпгольц в 1953 году дал гидрогеологическую характеристику разреза районов железорудных месторождений вдоль рек Северная, Летняя [82].

Нефтепоисковое освоение территории Красноярского края было начато в Туруханском районе в нижнем течении рек Подкаменная, Нижняя и Сухая Тунгуска. Основанием послужили находки твердых и пластичных битумов в известняках силура на р. Летняя и битумопроявления на вышеперечисленных реках. В связи с этим, в 40-х годах рядом исследователей (А.И. Гусев, Г.И. Кириченко, Г.Б. Михайловский) изучались подземные воды реки Нижней Тунгуски и рассолы озера Хантайского (В.М. Пономарев).

В 1950-1970 гг. гидрогеологические исследования носят преимущественно региональный характер. Кроме того, проводятся специальные гидрогеологические работы на разрабатываемых месторождениях полезных ископаемых, а также для целей водоснабжения экономически развивающихся территорий. В центральных районах Красноярского края в середине 50-х годов Красноярским геологическим управлением (КГУ) было начато среднемасштабное региональное гидрогеологическое картирование, сопровождавшееся бурением скважин и горными работами.

Важный вклад в изучение подземных вод Средней Сибири внесли научные коллективы НИИГА, ВСЕГЕИ, Института мерзлотоведения СО РАН, КГУ, ПГО "ВостСибнефтегазгеология" и др. Были изучены особенности подземных вод Норильского рудного района, затронуты

вопросы их формирования, влияние тектонических нарушений на динамику подземных вод северо-западной части Норильского плато. Общее гидрогеологическое описание и температурный режим мерзлых пород Норильского района изложено в работах сотрудников НИИГА.

Крупной обобщающей работой ВСЕГЕИ в 1955 г. стала работа И.К. Зайцева [93], а также составление региональной гидрогеохимической карты Восточной Сибири и Дальнего Востока масштаба 1:5 000 000.

В этот период выходит монография Е.В. Ильиной, Б.Н. Любомирова, Н.Я. Тычино "Подземные воды и газы Сибирской платформы"[102]. В книге собран обобщающий материал по гидрогеологии применительно к оценке нефтегазоносности территории.

Геохимическое изучение выходов свободных и растворенных газов проведено К.П. Флоренским в 1956 году на территории Тунгусской синеклизы.

В 1960-х годах гидрогеологические исследования значительно расширяются. Региональные гидрогеологические исследования направлены на изучение условий формирования и закономерностей распространения пресных подземных вод, которые имеют огромное значение для питьевого и технического водоснабжения.

Новое важное направление гидрогеологических исследований этого периода – изучение гидрогеохимических показателей для поисков широкого ряда полезных ископаемых (калий, каменная соль, нефть, газ).

П.А. Удодов, увлеченный возможностью разработки методики поиска рудных месторождений на основе изучения микрокомпонентного состава природных вод, совместно с коллегами проделал большую экспериментальную работу, в результате которой был создан метод получивший название "Метод ТПИ". Это позволило поставить широкие гидрогеохимические исследования в Сибири на новом уровне. Большое внимание П.А. Удодов уделял выяснению возможностей применения гидрогеохимического метода поиска в зоне распространения ММП. Наиболее успешные исследования были проведены в 1959 году С.Л. Шварцевым под руководством Удодова П.А. на северо-западе Сибирской платформы в Норильском районе. По полученным данным впервые в мировой практике была разработана теория и методы применения гидрогеохимического метода поисков месторождений в условиях криолитозоны [150]. Установлена применимость гидрогеохимического метода для поиска сульфидных руд в условиях многолетней мерзлоты, рассмотрены вопросы формирования подземных вод, составлено методическое руководство по гидрогеохимическому методу поисков рудных месторождений [222,223,224,225,239,240,246]. Данная методика была успешно апробирована в ходе гидрогеологической съемки масштаба 1:200 000 в Норильско-Талнахском районе (В.И. Вожов, Е.Е. Кузьмин, Норильская КГРЭ, 1964-1966 гг.) [117].

Общая гидрогеохимическая характеристика подземных вод северо-запада Сибирской платформы и перспективы поисков полезных ископаемых представлена коллективом НИИГА [179]. Одновременно с гидрогеохимическими поисками рудных месторождений рассматривались гидрогеологические условия района применительно к оценке нефтегазоносности территории [75,48].

В Красноярском геологическом управлении составлен ряд карт: Карта термальных вод северной части Красноярского края (к северу от Сибирской железной дороги) масштаба 1:2 500 000, Гидрогеологическая карта Красноярского края и Тувинской АССР масштаба 1:2 500 000 с пояснительной запиской, Карта промышленных вод Красноярского края масштаба 1:1 000 000.

В 1960-х годах в нефтегазопроисковую работу активно включается ВНИГРИ, который систематизирует накопленный фактический материал по подземным водам и газам Тунгусской синеклизы и ее обрамления с целью оценки перспектив нефтегазоносности [206].

Сотрудники Института земной коры СО РАН (Н.Н. Шуранова, В.Н. Борисов) продолжают изучение подземных вод северо-западной части Канского артезианского бассейна.

В 1966 году нефтегазопроисковые гидрогеологические исследования на территории северной и центральной части Красноярского края начаты в СНИИГГиМСе: проведены геохимические и гидрогеологические исследования палеозойских отложений Тунгусской синеклизы и ее обрамления [14].

С конца 1970 по 1990 годы на территории Сибирской платформы выполнялись большие объемы бурения глубоких и колонковых скважин, что позволило накопить обширную гидрогеологическую информацию о подземных водах на всю глубину разреза осадочного чехла. В этот период была собрана информационная база для решения гидрогеологических прогнозно-поисковых на нефть и газ задач, а также для оценки подземных рассолов Сибирской платформы как источника гидроминерального, теплоэнергетического и бальнеологического сырья. Кроме того, продолжались работы по оценке ресурсов подземных вод питьевого и хозяйственного назначения.

В 1972 году был опубликован XVIII том монографии «Гидрогеология СССР. Красноярский край и Тувинская АССР» [73], в котором дана обобщенная характеристика гидрогеологических и инженерно-геологических условий региона. В работе системно описаны подземные воды всех стратиграфических толщ различных гидрогеологических структур, приведена схема гидрогеологического районирования структур первого и второго порядков.

Изучение гидрогеологии нефтегазоносных территорий Красноярского края осуществлялось специалистами различных научно-исследовательских институтов и производственных геологических организаций: ВНИГРИ, СНИИГГиМС, КНИИГГиМС,

ВостСибНИИГГиМС, ВНИИГАЗ, ВНИЯГГ, ТПИ, ОИГГиМ СО РАН, Институт мерзлотоведения СО РАН, ПГО "Енисейнефтегазгеология" и др.

В этот период рассмотрены вопросы генезиса подземных вод в работе Л.Н. Капченко [105].

В период до 1985 года сотрудниками КГУ (позже переименованное в ПГО «Красноярскгеология») активно составлялись гидрогеологические карты СССР масштаба 1:200 000 в левобережной части реки Ангары на листах О-46, О-47. Это было связано с необходимостью организовывать водоснабжение городов, крупных поселков и промышленных предприятий, а также с проведением геологоразведочных работ на месторождениях твердых полезных ископаемых.

Накопленный материал по мерзлоте позволил в 1980 году ГУГК под редакцией П.И. Мельникова и Н.И. Толстихина издать Карту мерзлотно-гидрогеологического районирования Восточной Сибири масштаба 1:2 500 000.

В 1983 году под руководством ВСЕГИНГЕО выходит Атлас гидрогеологических и инженерно-геологических карт масштаба 1:15 000 000.

В этот период также выполнены сводные работы по региональной гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов А.А. Карцевым, С.Б. Вагиным, В.М. Матусевичем [107], по палеогидрогеологии В.Н. Борисовым [26], по геокриологии С.М. Фотиевым (Институт мерзлотоведения), по вопросам формирования и распространения вод отдельных частей рассматриваемого региона и нефтегазовой гидрогеологии [63]. Рассмотрены гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности северных территорий Красноярского края. Установлена гидрогеохимическая зональность, факторы и процессы ее формирования на территории Тунгусского бассейна и обосновано отнесение Тунгусского бассейна к благоприятному объекту для проведения прямых наземных поисков нефти и газа [50]. Это дало основания для проведения опытно-производственных работ по прямым геохимическим поискам нефти и газа, включая гидрогеохимические методы. Так подразделения треста «Красноярскнефтеразведка», позже ПГО «Енисейнефтегазгеология», в период с 1976 по 1984 г. активно проводят гидрогеохимическое опробование в западной части Сибирской платформы на площадях, перспективных на нефть и газ.

В середине 1980-х годов работами ВНИИЯГГ, ИМГРЭ и других научных организаций были активизированы методические работы по обоснованию прямых геохимических критериев для поисков рудных, нефтяных и газовых месторождений, в том числе и в Средней Сибири [155]. На этой «волне» создавались геохимические отряды и поисковые партии, которыми проводился большой объем геохимических геолого-съёмочных работ, в том числе на нефть и газ в пределах Тунгусского потенциально нефтегазоносного бассейна и его обрамления. В

результате был получен уникальный фактический материал по ионно-солевым, бактериальным, микрокомпонентно-рудным, углеводородно-газовым и органическим гидрогеохимическим полям Тунгусской синеклизы. Были оценены масштабы подземного химического выноса и восходящих флюидных потоков в пределах долин рек, выявлены весьма перспективные на нефть и газ переточные гидрогеохимические аномалии [25,96,65].

На кафедре гидрогеологии ТПИ и ОИГГиМ СО РАН в этот период активно разрабатываются и совершенствуются методы гидрогеологических исследований для повышения эффективности при поисках и разведке нефти и газа [41]. В СНИИГГиМСе выполняются исследования по разработке и апробации гидрогеологических критериев регионального и зонального прогноза нефтегазоносности, готовится обоснование на проведение специальных работ по оценке попутных вод разведываемых газонефтяных месторождений Лено-Тунгусской провинции в качестве минерального сырья на редкие, рассеянные и другие элементы [67].

Конец 1990-х до 2010 гг. Последнее десятилетие на переломе XX и XXI веков можно охарактеризовать как период региональных системных обобщений и переинтерпретации накопленных данных на основе новых представлений и современных сейсмогеологических моделей строения осадочного чехла. В этот период в СНИИГГиМСе активно ведутся методические гидрогеологические исследования на нефтегазовых месторождениях-эталонах:

- на территории Катангской седловины выполнен прогноз участков распространения литологических ловушек в ванаварской свите и оценка их нефтегазоносности по комплексу гидрогеологических и геохимических показателей [190];

- в Байкитской НГО в рамках работы по созданию многофакторной геологической модели Юрубчено-Тохомской зоны дана гидродинамическая и геотермическая характеристика продуктивной толщи, обоснована гидрогеохимическая зональность разреза, выполнена оценка промышленной значимости пластовых рассолов в качестве комплексного гидроминерального сырья [154].

Эта работа по обработке и интерпретации гидрогеологических материалов по глубоким скважинам была продолжена и получила дальнейшее развитие в рамках Региональной межведомственной научной программы «ПОИСК». Была выполнена оценка геологических запасов промышленных рассолов в целом для Байкитской антеклизы, Катангской седловины и эксплуатационных запасов рассолов как попутного гидроминерального сырья на Юрубчено-Вэдрэшевском и Собо-Пайгинском нефтегазоконденсатных месторождениях [10].

В 1995 году СНИИГГиМС совместно с ОИГГиМ СО РАН осуществлено научное обоснование и прогноз новых крупных зон нефтегазонакопления в провинциях Сибири и выполнена их геолого-экономическая оценка. В этой работе обоснованы гидродинамические и

гидрогеохимические предпосылки формирования крупных зон нефтегазонакопления в осадочных бассейнах Сибири [164].

В 1998 году в рамках НИР обобщены гидрогеологические основы региональной оценки перспектив нефтегазоносности крупных районов добычи углеводородного сырья [70].

После 2000 года в рамках НИОКР и ГРР продолжают работы по применению прямых нефтегазопроисловых методов: получен фито-газо-гидрогеохимический материал в центральной части Северо-Тунгусской НГО [72]; составлены очерки гидрогеологического районирования и условий нефтегазоносности рифейского и вендского комплексов Байкитской, Катангской областей; по заказу ООО «Эвенкийская литиевая компания» в 2004 г. подготовлено предварительное технико-экономическое обоснование проекта «Гидрометаллургическая разработка рассолов Эвенкии», где дан обзор состояния проблемы, приведено обоснование базы гидроминерального сырья и выполнена предварительная оценка эксплуатационных запасов.

В комплексе с новейшими сейсмогеологическими построениями, палеогидрогеологическими реконструкциями и геохимическими расчетами, результаты системного обобщения всего накопленного на сегодняшний день гидрогеологического материала успешно применены для прогноза новых крупных зон нефтегазонакопления в центральных и южных районах Лено-Тунгусской НГП. Критерием прогноза служат выделенные по гидродинамическим данным современные зоны пьезомаксимума, которые сопряжены с территориями крупных палеоочагов нефтегазообразования [202].

В этот период опубликована работа «Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода» под руководством профессора кафедры гидрогеологии ТПУ С.Л. Шварцева (2005). Разработан программный комплекс, предназначенный для обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований и моделирования гидрогеохимических процессов, который послужил принципиально новой основой для построения количественных гидрогеологических моделей глубокозалегающих рассолоносных толщ [36,38,241].

На основе проведенного физико-химического моделирования показана роль горных пород в формировании крепких рассолов хлоридно-кальциевого типа, равновесно-неравновесное состояние системы вода – крепкие рассолы. Данные исследования актуальны при изучении пластовых вод нефтегазоносных бассейнов [242,243,245,37,71].

На современном этапе назревшей задачей нефтегазовой гидрогеологии Сибири представляется системное обобщение накопленного и нового материала, поступившего в последние годы при подготовке лицензионных участков и разведке месторождений (в том числе осваиваемых негосударственными компаниями-недропользователями), адаптация этого материала с существующими базами данных и принятыми гидрогеологическими моделями. Примером эффективности такого обобщения может служить проведенный недавно анализ

структуры современного гидродинамического поля в рифейско-вендском нефтегазоносном комплексе крупных зон нефтегазонакопления Лено-Тунгусской НГП. Работа была выполнена в рамках государственного контракта № 6Ф-05 «Научное сопровождение геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) с целью повышения их эффективности при региональных исследованиях и подготовке первоочередных объектов нефтегазопроисковых работ» [198]. В комплексе научных задач стоял анализ особенностей гидродинамики и обоснование первоочередных объектов поиска новых крупных скоплений нефти и газа. Результаты работы в целом подтвердили обоснованность принятых ранее гидрогеологических моделей и дополнили целостное представление о гидродинамических условиях продуктивного разреза нефтегазоносных территорий. При этом важной задачей была адаптация полученных за последнее десятилетие материалов бурения новых параметрических скважин [89] в рамках обоснованных ранее гидрогеологических моделей и существующего банка данных по флюидным системам осадочного чехла Сибирской платформы.

1.2. Геолого-тектоническое строение и нефтегазоносность территории

Курейская синеклиза расположена в северо-западной и центральной частях Сибирской платформы. В тектоническом отношении она является крупнейшей надпорядковой структурой. Площадь Курейской синеклизы достигает 670 тыс. км². Поверхность фундамента на территории Курейской синеклизы расположена глубже 3,5–4,0 км и характеризуется довольно дифференцированным рельефом, во впадинах которого глубины достигают 8,0 км и более. Разрез платформенного чехла Курейской синеклизы сложен отложениями от рифея до триаса включительно. Рифейские образования сохранились в основном в пределах отрицательных элементов рельефа поверхности фундамента, где их мощность может достигать 1,5–2,0 км.

В структурном отношении Курейская синеклиза, как единая депрессия, четко выражена лишь по нижне- и среднепалеозойским горизонтам. Доминируют на большей её части вендордовикские отложения [195], суммарная мощность которых изменяется от 3,0 км на юге до 5,0 км на северо-западе [231]. Верхнепалеозойские и мезозойские образования входят уже в состав наложенной Тунгусской синеклизы и распространены на юге широко за контурами Курейской синеклизы. Тунгусская синеклиза охватывает огромную площадь больше 1,0 млн. км² на западе Сибирской платформы и как единая депрессия выражена лишь в верхнепалеозойских и мезозойских (триасовых) горизонтах. В северной части она полностью перекрывает Курейскую синеклизу, а в южной – отдельные элементы Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Присяно-Енисейской синеклизы и Катангской седловины. Общая мощность верхнепалеозойских терригенных и триасовых туфогенно-эффузивных пород

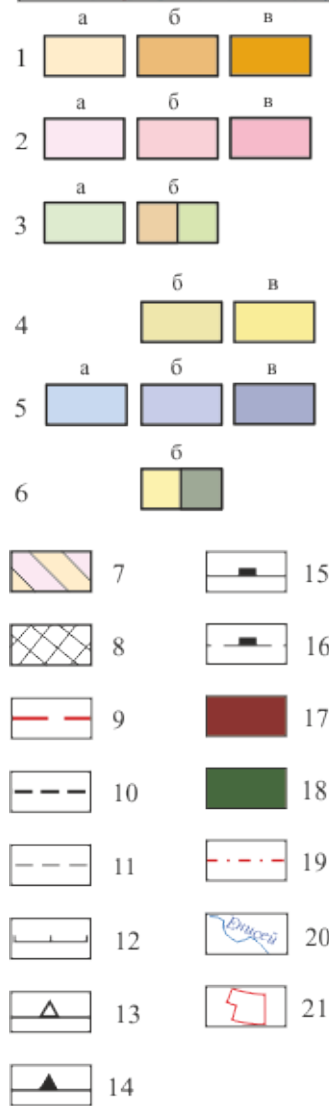
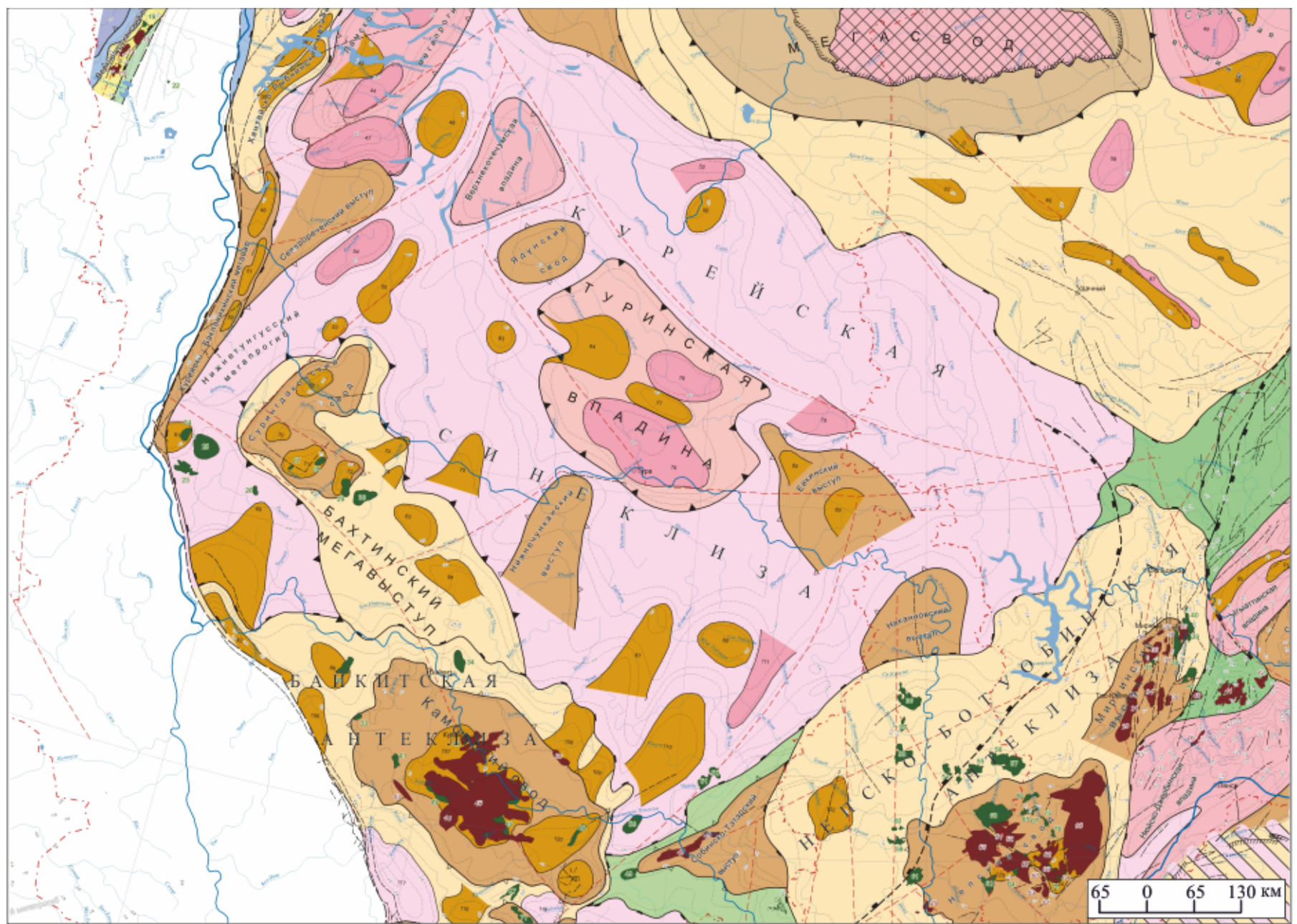
изменяется от 1,0 км на юге до 3,0 км на северо-западе синеклизы.

Являясь наиболее крупной среди надпорядковых структур Сибирской платформы, Курейская синеклиза осложнена большим количеством пликативных структур различного порядка. В пределах синеклизы выделяют суперпорядковую структуру Туринскую впадину и структуры 1 порядка: Ламско-Хантайский мегапрогиб, Путоранский выступ, Верхнекочечумская впадина, Ядунский свод, Северо-Реченский выступ, Сурингдаконский выступ, Бахтино-Кондроминский выступ, Нижнечунканский выступ, граничащий с северной частью Байкитской антеклизы, Накановский выступ, граничащий с северной частью Непско-Ботуобинской антеклизы (Рисунок 3).

По данным сейсморазведки, колонкового и глубокого бурения в пределах Курейской синеклизы с разной степенью достоверности установлены структуры второго порядка и более мелкие локальные структуры. Степень изученности Курейской синеклизы остается низкой при ее размерах: от разрозненных гидрогеохимических маршрутов и съемочных геохимических работ на редких площадях глубокого параметрического бурения и региональных маршрутов сейсмического зондирования. Данные по изученности крупных структур Курейской синеклизы в общем виде приведены в Таблице 2. Далее Курейская синеклиза будет рассматриваться совместно с наложенной Тунгусской синеклизой.

В геологическом разрезе выделяют два структурных этажа: архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и вулканогенно-осадочный чехол верхнепротерозойского, палеозойского и нижнемезозойского возраста.

Раннедокембрийские образования фундамента относятся к метаморфическим комплексам Ангаро-Тунгусской складчатой системы становид Сибирского кратона [8]. Комплекс представлен глубокометаморфизованными осадочными породами (гнейсы, кристаллические сланцы, кварциты, амфиболиты, мраморы и др.), прорванными основными, ультраосновными и кислыми интрузиями. Блоковое строение фундамента может рассматриваться в качестве фактора, обусловившего специфику осадконакопления, тип фаций и характер фациальной изменчивости в ходе рифейского рифтогенеза и последующего платформенного развития. С движением блоков связано возникновение и развитие сводов и



СПИСОК СТРУКТУР II ПОРЯДКА

Номер	Название
35	Куломбинский с.м.
36	Хантайский вал
43	Хантайский с.м.
44	Куломбинская котловина
45	Верхнекетская котловина
46	Курейско-Голоярский вал
47	Курейская котловина
48	Анамское к.п.
49	Биректинская котловина
50	Сухотунгусский вал
51	Летинский вал
52	Мурутинский с.з.
53	Нимдинский вал
54	Нижнетунгусский прогиб
55	Билианское к.п.
56	Чириндинское к.п.
57	Верхнекевелевский с.м.
58	Верхнесилигирская котловина
59	Южно-Мерчимденский с.м.
60	Моторчунская котловина
61	Фатяниховский с.м.
62	Нижнетунгусское к.п.
63	Логанчинское к.п.
64	Верхнеэмбенчминский с.м.
65	Богольский с.м.
66	Мархинский вал
67	Ханнинский прогиб
68	Вехнетунгусский вал
69	Аятинский с.м.
70	Таначинский с.м.
71	Кучумдэский вал
72	Суригдаконское к.п.
73	Чиктинский с.м.
74	Дегалинский с.м.
75	Учаминский с.м.
76	Тембенчинская котловина
77	Сенгачандский вал
78	Чурбуканская котловина
79	Верхнегуринский с.з.
82	Сулмай-Лебяжинский вал
83	Вакунайское к.п.
84	Верхнеамуннаканский с.м.
85	Ейкинский с.м.
86	Енгидинское к.п.
87	Юнаринский с.м.
88	Кербовское к.п.

Номер	Название
89	Усть-Илимпейский с.м.
90	Хампинский с.м.
91	Усть-Мейский вал
106	Оленчминский с.м.
107	Куломбинское к.п.
108	Янгодо-Тавдинский с.м.
109	Муторайский с.м.
110	Чуньский с.м.
111	Илимпейский с.з.
117	Верхнекетинская котловина
118	Среднеиркинеевский с.м.
120	Тайгинское к.п.
121	Чадоецкое к.п.
122	Алтыбское к.п.

СПИСОК ПОДГОТОВЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Номер	Название
23	Восточно-Имбатская
24	Хуриндинская
25	Восточно-Моктавонская
26	Южно-Моктавонская
27	Верхне-Имбатская
28	Ланчакская
29	Аятинская
30	Суригдаконская
32	Станахская
33	Восточно-Нелбинская
35	Хотурская АТЗ
36	Туколано-Светланская
37	Юрегинская
41	Куломбинское
42	Чандашминская
43	Сугдинская
44	Восточно-Сугдинская АТЗ
45	Умотинская АТЗ
46	Луговская АТЗ
47	Дулюшминская
48	Давачинская АТЗ
49	Верхнечэмбинская
50	Терско-Камовский блок (Северная блок)
51	Юрубчено-Тохомское (Центральный блок)
52	Тымпычанская

Номер	Название
52	Тымпычанская
53	Вакунайская АТЗ
54	Терско-Камовский блок (южная часть)
55	Петимовская
56	Малоереминская
57	Бедошемская
58	Нижнеереминская
59	Верхнепелудуйская
60	Мундукшинская
61	Буридинская АТЗ
62	Куландинская АТЗ
63	Кольмовская
64	Восточно-Чулаканское п.
65	Чулаканское поднятие
66	Южно-Чулаканское п.
67	Ильбокичская
68	Агалееское
69	Чангильская АТЗ
71	Сользаводская
72	Берямбинская
73	Нижнепелудуйская
74	Таворская
75	Кытымская
76	Октябрьская
77	Ангаро-Ленское
78	Чиканский объект АТЗ

СПИСОК МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Номер	Название
26	Усть-Видойское
27	Куломбинское
28	Шушукское
29	Среднеботубинское (цен. бл.)
30	Среднеботубинское (сев. бл.)
31	Среднеботубинское (вост. бл.)
32	Маччобинское
33	Мирнинское
34	Тас-Юряхское
35	Иреляхское
36	Северо-Нелбинское

37	Нелбинское
38	Бесюряхское
39	Станахское
40	Иктехское
41	Верхневилучанское
42	Видойско-Джербинское
43	Оморинское
44	Камовское
45	Юрубчено-Тохомское
46	Отрадинское
47	Собинское
48	Пайгинское
49	Даниловское
50	Верхнечонское
51	Вакунайское
52	Тымпычанское
53	Хотого-Мурбайское
54	Бысхтахское
55	Имбинское
56	Агалееское
57	Верхнепелудуйское
58	Берямбинское
59	Алинское
60	Талаканское (Таранский бл.)
61	Восточно-Алинское
62	Северо-Талаканское
63	Талаканское (центр. бл.)
64	Талаканское (вост. бл.)
65	Чаяндинское

Рисунок 3 – Выкопировка из тектонической карты нефтегазаноносных провинций Сибирской платформы [88]

Пликативные структуры чехла (палеозой): 1 - положительные; 2 - отрицательные; 3 - промежуточные; (мезозой): 4 - положительные; 5 - отрицательные; 6 - промежуточные; (а - крупнейшие (надпорядковые), б - крупные (первого порядка), в - второго порядка); 7 - зона складчато-надвиговых дислокаций; 8 - выходы кристаллического фундамента; 9 - региональные глубинные разломы; 10 - региональные глубинные разломы; 11 - стратогипсы; Контуры: 12 - структуры второго порядка; 13 - структуры первого порядка; 14 - суперпорядковых структур; 15 - надпорядковых структур; 16 - наложенных отрицательных структур; 17 - месторождения УВ; 18 - подготовленные объекты; 19 - административные границы; 20 - гидросеть; 21 - территория исследования

Таблица 2 – Геологическая изученность структур I порядка Курейской синеклизы

Структуры 1 порядка	Опорные параметрические скважины	Наличие скважин колонкового бурения	Возраст вскрытой толщи	НГО	Нефтегазоносные комплексы (Мельников, 1999)
Туринская мегавпадина	Кирамкинская 1, Кочечумская 2	да	T, C-P, D, S, O, ϵ_{2-3}	Северо-Тунгусская	Каменноугольно-пермский
Ламско-Хантайский прогиб	не изучен глубоким бурением*	да	T, C, P, D, S		Ордокиско-девонский
Путоранский выступ	Ледянская 358	да	P, C, D, S, O, ϵ , Rf		Кембрийский
Верхнекочечумская впадина	не изучен глубоким бурением	нет	-		Венд-нижнекембрийский
Ядунский свод	не изучен глубоким бурением	нет	-		Вендский
Северо-Реченский выступ	Дегенская 1	да	C-P, D, S, O, ϵ , V		Рифейский
Сурингдаконский выступ	Анакитская 1 Нижнетунгусская 1 Таначинская 1 Усть-Дельтулинская 214 Нижнеимбакская 219 Светлая 1 и др.	да	T, C-P, D, S, O, ϵ , V, PR	Южно-Тунгусская	Кембрийский
Бахтино-Кондроминский выступ	Бахтинская 1	да	C, D, S, O, ϵ 2-3		Венд-нижнекембрийский
Нинжнечунканский выступ	Верхнеамнунаканская 187	нет	C, D, S, O, ϵ 1		Рифейский
Накановский выступ	не изучен глубоким бурением	нет	-	Катангская	Вендский
					Рифейский

Примечание: * запроектирована скважина Хантайская 402

крупных сводообразных поднятий, крупных впадин, депрессий [207]. Фундамент вскрыт скважинами Намурская 1, Моктаконская 2, 3, 6, Таначинская 7, Верхнеамнунаканская 187, Хошонская 256, Кочумдекская 3.

Трапповый магматизм сыграл существенную роль в геологическом строении платформы. Огромные массы внедрившейся магмы и поверхностные излияния базальтов оказали влияние на нефтегазоносность вмещающих толщ. Это выразилось прежде всего в прогибании крупных регионов и увеличении контрастности структур насыщенных пластовыми интрузиями, в значительном усложнении локального структурного плана, в формировании новых путей миграции флюидов, а также в термодинамическом воздействии на вмещающие породы [8].

Неотектоника района. Неотектонический этап охватывает послееоценовое время. И.П. Варламовым была составлена Карта новейших тектонических элементов Сибири В пределах территории исследования были выделены крупные новейшие тектонические элементы Сибирской платформы. Путоранская новейшая антеклиза сформировала обращенный рельеф.

В новейший этап территория испытала интенсивное поднятие с амплитудой до 1000 м. В пределах антеклизы установлена большая плотность и высокая степень активизации разрывных тектонических нарушений древнего заложения, которые в неотектоническом плане играют особую роль [42].

Нефтегазоносность территории

Вопросами оценки нефтегазоносности Сибирской платформы занимались многие видные ученые – И.И. Несторов [159,160], А.Э. Конторович, В.С. Сурков, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев [113,114,116,8,143,198].

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования территория Курейской синеклизы входит в Лено-Тунгускую нефтегазоносную провинцию (Рисунок 4) и включает в себя Северо-Тунгускую НГО, Южно-Тунгусскую НГО и северную часть Катангской НГО [113]. В разрезе осадочного чехла выделяют шесть нефтегазоносных комплексов: рифейский, вендский, венд-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девонский и каменноугольно-пермский [144].

Промышленная нефтегазоносность рифейского карбонатного комплекса доказана открытием в Байкитской НГО на крупных нефтегазовых месторождений на прилегающих территориях Байкитской антеклизы: Юрубчно-Тохомского и Куюмбинского. В терригенных толщах рифея, распространенных на востоке бассейна, предполагается развитие поровых коллекторов в песчаниках до глубин ~ 4000 м. Этот прогноз основан на изучении рифейских песчаников, вскрытых на Собинском и Пайгинском месторождениях Катангской седловины [145]. Подтверждением служит промышленный приток газа 39,47 тыс. м³/сут, полученный в

скважине Аргишская 273 из отложений юктенской толщи рифея на южном борту Курейской синеклизы.

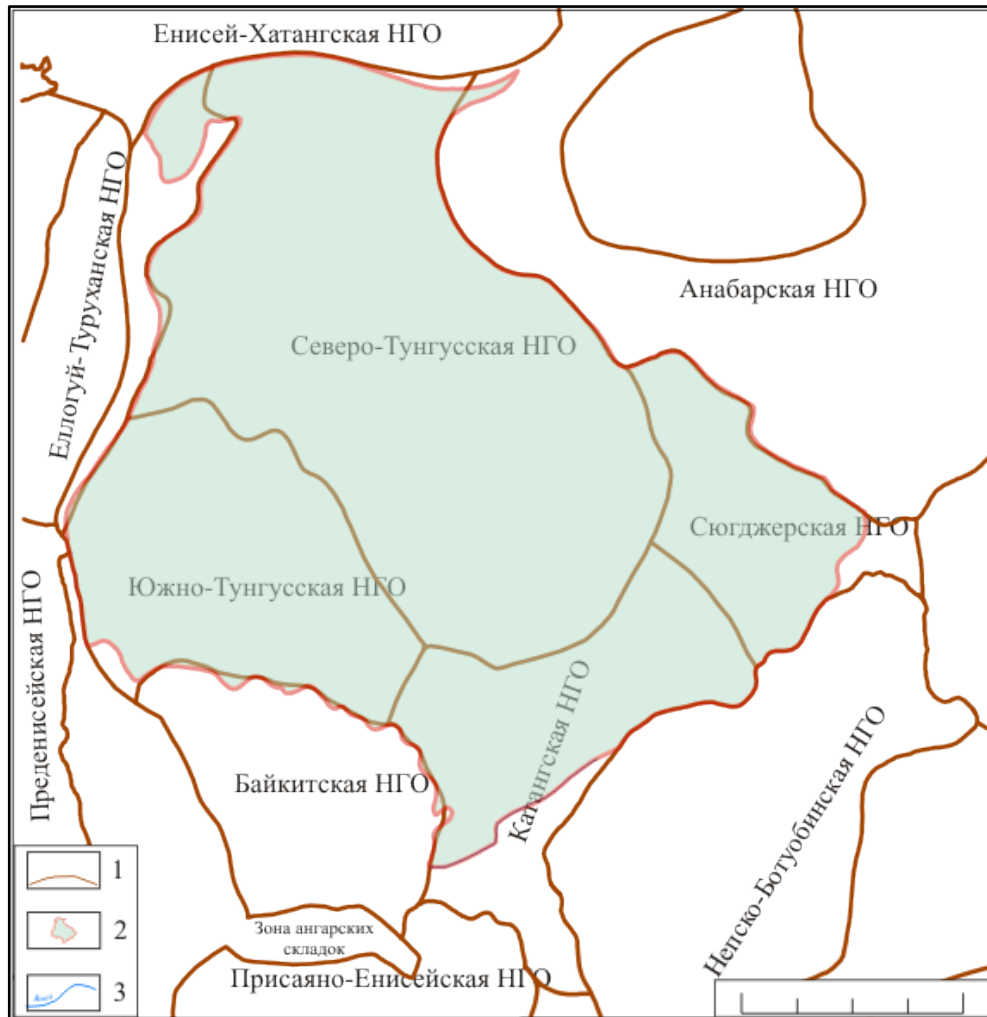


Рисунок 4 – Нефтегазогеологическое районирование западной части Сибирской платформы
1 – границы НГО; 2 – территория исследования; 3 – гидросеть;

Вендский терригенный НГК. Промышленная нефтегазоносность доказана открытием Собинского, Пайгинского газоконденсатно-нефтяных месторождений на Катангской НГО в терригенных породах ванаварской свиты.

Верхневендско-нижнекембрийский терригенно-карбонатный НГК. На прилегающих территориях промышленные залежи нефти и газа открыты на Оморинском месторождении. На прилегающих территориях Южно-Тунгусской НГО на Усть-Дельтулинской площади при совместном испытании моктаконской и марской свит получен приток газа 500 тыс. м³/сут.

Кембрийский НГК. В пределах Курейской синеклизы на территории Южно-Тунгусской НГО получены промышленные притоки нефти и газа из галогенно-карбонатных отложений нижнего и среднего кембрия на Моктаконской и Таначинской площадях [22]. Предполагается, что нефтегазоносные коллекторы связаны с рифогенными постройками. Месторождения до

конца не изучены [186]. Кроме того, притоки газа получены на Нижнетунгусской площади из карбонатов ангарской (таначинская, дельтулинская) свиты: приток газа дебитом 210 тыс. м³/сут, в усть-мундуйской, усть-пелядкинской и летнинской свитах выделены единичные горизонты-коллекторы. На ряде площадей (Большепорожской 1, Сухотунгусской 2) из этих горизонтов были получены притоки разгазированной воды [121,122].

Ордовикско-девонский НГК. Ордовикские, силурийские и девонские отложения распространены на всей площади исследования в Северо-Тунгусской НГО и частично в Южно-Тунгусской НГО. Нефтегазоносный комплекс включает три возможно нефтегазоносных горизонта: байкитский (средний ордовик), чалбышевский (лландоверийский ярус нижнего силура) и дьявольский (венлокский ярус нижнего силура) [144]. В ордовикско-девонском НГК отмечены многочисленные проявления нефти и газа в карбонатных отложениях силура. В пределах НГО в ряде глубоких и колонковых скважин из отложений силура получены интенсивные притоки пластовых вод и отмечены нефтегазопроявления. В скважинах Онекская 1, Ногинская 1 притоки пластовых вод из венлокского коллектора дебитом до 19 м³/сут сопровождались газированием. На Холминской площади в колонковой скважине 8к при вскрытии известняков дьявольской серии с глубины 1209 м наблюдалось интенсивное выделение газа, сопровождавшееся фонтанированием водонефтяной смеси дебитом около 36 м³/сут. Выбросы газа наблюдались при вскрытии отложений силура в колонковых скважинах Западно-Ногинской 1, 5 и Восточно-Малкитконской 2.

В пределах региона существуют битумоносные области – Туруханская и Тунгусская. В их пределах прогнозируются запасы битумов в отложениях силура, с которыми также могут быть связаны высокие концентрации металлов V, Ni, Cr, B, Ga и радиоактивных элементов [76]. В Туруханской битумоносной области к карбонатам дьявольской серии приурочено Сухотунгусское скопление битумов, изученное в интервале от поверхности до глубины 620 м.

Особенностью рассмотренных НГК является насыщенность интрузиями триасовых долерит-базальтов [74,236]. Характерно, что толщина контактовых ореолов изменения пород прямо зависит от мощности внедрившихся интрузий, в связи с этим, такой показатель как траппонасыщенность (доля интрузий долеритов) в разрезе является важным показателем, который необходимо учитывать при прогнозе нефтегазоносности и проектировании ГРП.

Каменноугольно-пермский НГК. Каменноугольные и пермские отложения широко распространены в контуре наложенной Тунгусской синсклизы. Но по всему комплексу необходимых параметров перспективная на нефть и газ площадь расположена только в пределах Северо-Тунгусской НГО. Так, в известных описанных пермо-карбонатовых отложениях были отмечены нефтегазопроявления при бурении колонковых скважин в бассейне реки Нижняя Тунгуска.

1.3. Гидрогеологическое районирование и стратификация территории

Согласно схеме гидрогеологического районирования территория Курейской синеклизы размещается в пределах одной артезианской структуры 1 порядка – в Тунгусском артезианском бассейне (Рисунок 5).

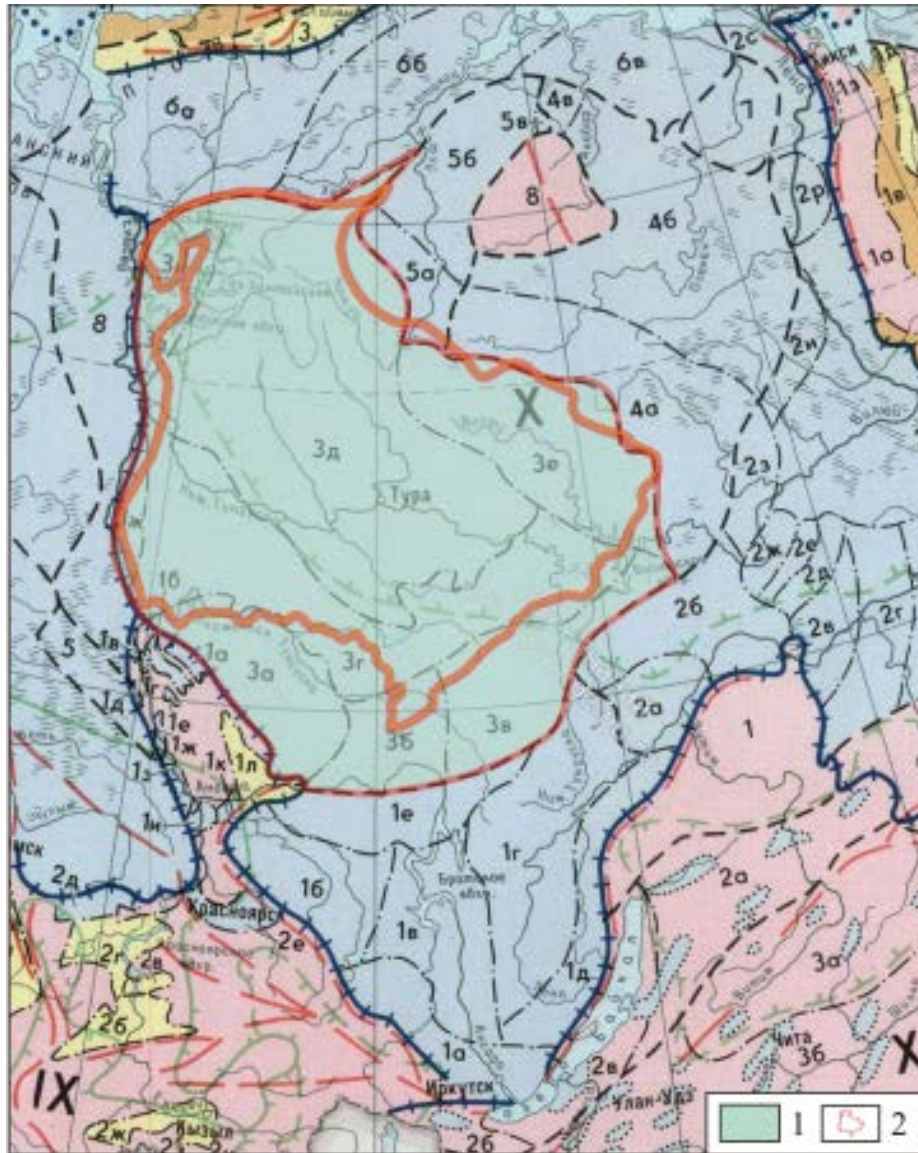


Рисунок 5 – Схема сопоставления тектонической границы Курейской синеклизы со структурами гидрогеологического районирования (выкопировка из Схемы гидрогеологического районирования СССР [11]).

1 – территория Тунгусского артезианского бассейна; 2 – границы Курейской синеклизы
Тунгусский артезианский бассейн (ТАБ) – сложно построенная гидрогеологическая структура, не имеющая аналогов [8]. Особенности его строения обусловлены комплексом факторов:

- наличием соленосных толщ нижнего кембрия и среднего девона;
- трапповым магматизмом с преобладанием пластовых интрузий и базальтовых покровов;
- интенсивной разрывной тектоникой;

- резкой неоднородностью неотектонических движений;
- практически повсеместным распространением толщи многолетнемерзлых пород, осложненных узкими таликовыми окнами.

В разрезе осадочного чехла ТАБ по особенностям строения выделяются два гидрогеологических этажа с разными термобарическими режимами и гидрогеохимическими условиями водоносных комплексов. Разнообразие литолого-тектонических, гидрогеологических и геокриологических условий позволило Шепелеву В.В., Толстихину О.Н. и другим выделить в пределах ТАБ структуры второго порядка: Норильский адмассив, Путоранский вулканогенный бассейн, Нижнетунгусский, Вельминский, Чонский артезианские бассейны и Верхневиллюйский криоартезианский бассейн [99].

Представления о гидрогеологическом строении Тунгусского бассейна сформировались по работам Е.А. Баскова, В.А. Кротовой, В.Н. Борисова, М.Б. Букаты, В.И. Вождова, С.Л. Шварцева, К.П. Флоренского и других [173,18,26,83,9,50,56,34,38,244].

Гидрогеологическая стратификация

Вопросами гидрогеологической стратификации разреза западной части Сибирской платформы занимались В.И. Вождов [50,56], М.Б. Букаты [39], С.П. Кузьмин[126]. Подходы к выделению водоносных комплексов едины.

В осадочном чехле Сибирской платформы выделяют подсолевую, соленосную, надсолевую формации, которые в свою очередь разделяются на водоносные комплексы, а последние содержат водоносные горизонты. В основу расчленения положены два основных принципа: гидродинамической изоляции комплексов друг от друга и литолого-фациальной приуроченности, определяющие, наряду с термобарическими условиями, все особенности их гидрогеологии, в том числе и гидрогеохимические различия. Расчленение проведено согласно методическим рекомендациям ВСЕГИНГЕО, за 2004год.

Понятие гидрогеологической формации введено Н.А. Мариновым в 1961 году. Под гидрогеологической формацией понимается литологически и генетически однородные, хотя и разновозрастные породы, характеризующиеся определенными условиями накопления, движения, распространения и формирования подземных вод.

В гидрогеологическом разрезе выделяют подсолевую терригенную, соленосную галогенно-карбонатную и верхнюю (надсолевую) карбонатную формации. Описание формаций ведется снизу вверх для лучшего понимания закономерностей распространения рассолов и соленых вод [170]. Как правило, в схемах выделения рассолоносных формаций за основу взято наличие или отсутствие в разрезе пластов каменной соли [128].

В центральной части Курейской синеклизы соленосная формация еще не вскрыта

бурением. Пласты каменной соли вскрыты только в девонских отложениях на северо-западе Курейской синеклизы. Положение границы, разделяющей соленосный и бессолевой разрезы, «скользит» не только по латерали, но и по вертикали, погружаясь в северном направлении (Рисунок 6). Это определяет условность применения в центральных районах Курейской синеклизы гидрогеологической стратификации, разработанной применительно к южной части Сибирской платформы [39,40].

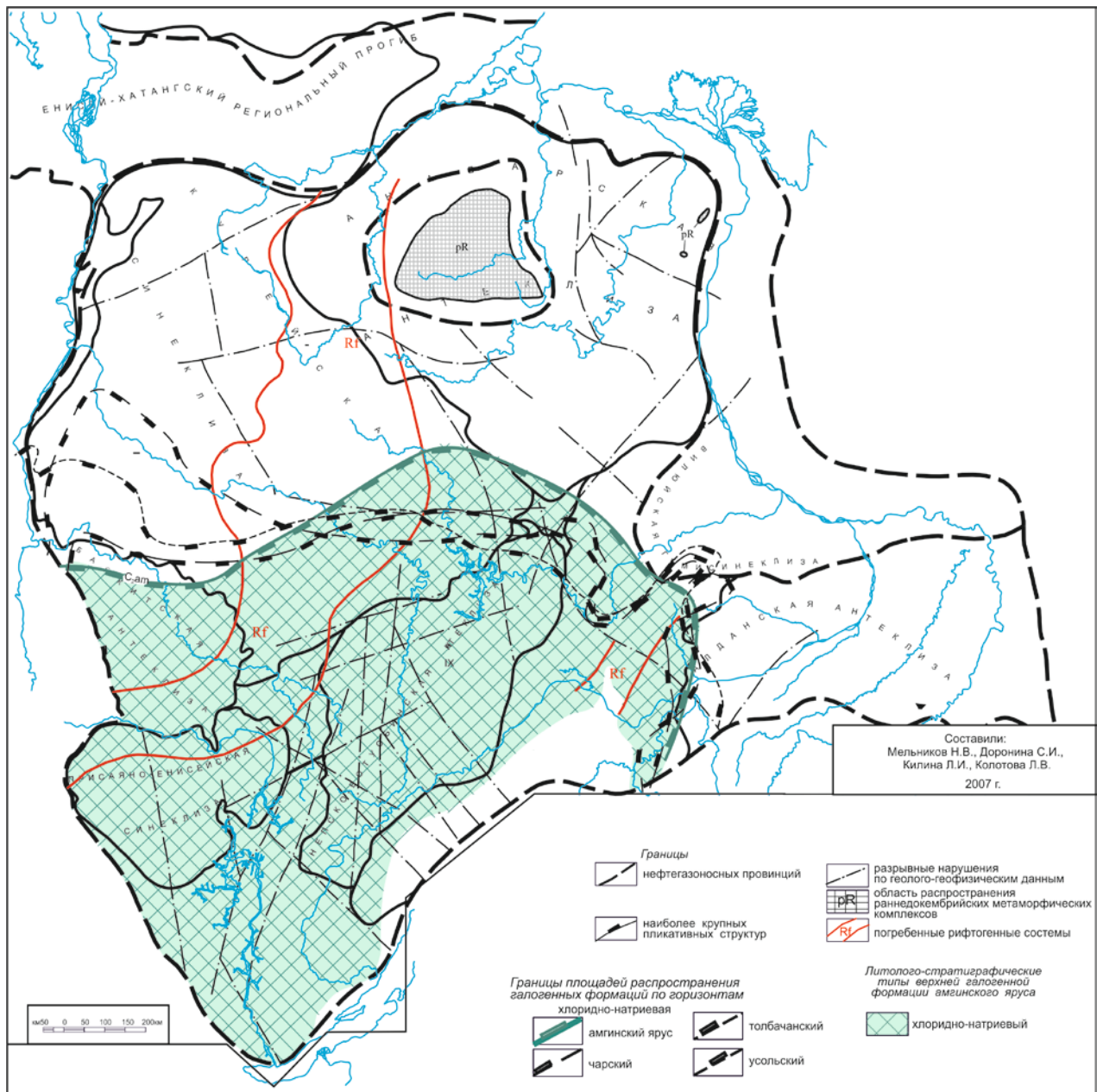


Рисунок 6 – Карта галогенной (хлоридно-натриевой) формации кембрия Сибирской платформы [202]

В центральной части синеклизы бурением вскрыта только надсолевая часть отложений нижнего кембрия. Изученный до глубины 3000 м разрез осадочного чехла центральных районов Курейской синеклизы – бессолевой (Таблица 2). Принятая гидрогеологическая стратификация разреза в общих чертах согласуется с нефтегеологическим делением осадочного чехла на нефтегазоносные комплексы [144], при этом водоносные горизонты соответствуют

проницаемым нефтегазоносным горизонтам.

На основе разработанной гидрогеологической стратификации В.И. Вожова [54,56] и М.Б. Букаты [38] с учетом нефтегазогеологического деления осадочного чехла предложена укрупненная сводная схема гидрогеологической стратификации территории Курейской синеклизы (Таблица 3). Разные исследователи выделяют в общем до 20 проницаемых горизонтов регионального распространения, которые заключены в шести нефтегазоводоносных комплексах Сибирской платформы (снизу вверх по разрезу): рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девонский, верхнепалеозойско-нижнетриасовый. Рассмотрим более детально водоносные комплексы.

Рифейский водоносный комплекс

На преобладающей части территории Курейской синеклизы рифейские отложения вскрыты единичными глубокими скважинами. Отложения во вскрытой части разреза представлены главным образом низкопроницаемыми глинисто-карбонатными породами мощностью до 1000 м. В нижней части рифейского разреза встречаются терригенные породы. Водоносность рифейских отложений Курейской синеклизы подтверждается редкими притоками при испытании глубоких скважин, а также сведениями о водопроявлениях и поглощениях при их бурении, косвенными данными ГИС (выделение потенциальных водоносных горизонтов по резистивиметрии, термокаротажу).

В северной части Курейской синеклизы при бурении скважины Ледянской 358 выявлены водоносные горизонты в известняках рифея в интервале 3801-3885 м по данным ГИС (K_n 3-8 %). При испытании горизонта притоков не получено.

На южном борту синеклизы в Аргишской скважине 273 вскрыта рифейская толща ~ 490 м. Фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) этой толщи существенно отличаются от параметров аналогичных отложений, изученных на Камовском своде. При опробовании пластов ИП на трубах в процессе бурения были получены притоки газа и конденсата. Приточные интервалы приурочены, главным образом, к трещинно-кавернозным доломитам, связанным с корой выветривания рифея. По лабораторным характеристикам рифейские породы в скважине Арг-273 довольно плотные, проницаемость их низка (редко более 1 мД). ФЕС карбонатных пород в большей степени зависит от кавернозности и трещиноватости породы [156,157].

Таблица 3 – Обобщенная гидрогеологическая стратификация осадочного чехла и сопоставление с нефтегазоносными комплексами территории Курейской синеклизы по В.И. Вожову, М.Б. Букаты и Н.В. Мельникову [39,56,144]

Система, отдел	Катангская	Южно-Тунгусская	Северо-Тунгусская*, Турухано-Норильская	Индекс НГ пластов	Байкитская, Катангская	Южно-Тунгусская	Турухано-Норильская, Северо-Тунгусская	Водоносные комплексы (Букаты, 2009)	Водоносные комплексы (Вожов, 2006)	Нефтегазоносные комплексы, (Мельников, 1996)
	Свиты				Горизонты			Комплексы		
P-N-Q	-**					подмерзлотный	подмерзлотный	палеоген-четвертичный		
T										
P										
C		джалтулинская	джалтулинская			турнейский	верхнепалеозойско- нижнетриасовый	Верхнепалеозойско- триасовый	Верхнепалеозойский	Верхнепалеозойско- триасовый
D ₃		каларгонская	каларгонская				каларгонский	Среднепалеозойский		Ордовикско- девонский
		накахозская	накахозская							
D ₂		юктинская	юктинская							
		тынепская	тынепская							
D ₁		нимская	нимская							
S ₂		мирошкинская нимдинская	нимдинская							
S ₁		дьявольская	дьявольская				венлокский	Нижнесилурийский		
			валекская				лландоверийский			
		орловская могоктинская	могоктинская			нижнесилурийский				
		чалбышевская граптолитовая	чалбышевская граптолитовая							
O ₃	нирундинская	нирундинская	нирундинская					Ордовикский	Нижнеордовикский	
	долборская	долборская	долборская							
O ₂	мангазейская	неручандская мангазейская	неручандская							
	криволукская усть-столбовая	криволукская усть-столбовая	криволукская усть-столбовая			байкитский	байкитский			
	байкитская туринская бабкинская	байкитская туринская бабкинская	байкитская бабкинская							
O ₁	чунская пролетарская холокитская	усть-мундуйская	усть-мундуйская			холокитский				

Система, отдел	Катангская	Северо-Тунгусская (юв)	Южно-Тунгусская		Турухано-Норильская (юг)	Индекс НГ пластов	Байкитская, Катангская	Южно-Тунгусская	Турухано-Норильская, Северо-Тунгусская	Водоносные комплексы (Букаты, 2009)	Водоносные комплексы (Вожов, 2006)	Нефтегазоносные комплексы, (Мельников, 1996)
			север	центр								
	Свиты					Водоносные горизонты				Водоносные комплексы		
Є ₂₋₃	эвенкийская		усть-пелядкинская, летнинская		усть-пелядкинская летнинская		-	-	летнинский	Надсолевой	Нижнекембрийский расолоносный	Кембрийский
Є ₁₋₂												
Є ₁	в/литвинцевская		таначинская	Известняковая	в/костинская	А _I	нижнелитвинцевский верхнеангарско-литвинцевский	таначинский	XI	Ангаро-литвинцевский		
	н/литвинцевская		дельтулинская					Глинистая	дельтулинский			
	ангарская											
	булайская	олекминская	Булайская		с/костинская	А _{II}	булайский	сухотунгусский	IX	Булайский		
	Бельская	толбочанская эльгянская	сурингдаконская			А _{III}	верхнебельский	подсолевой	VIII VII	Бельский		
			бурусская			А _{IV}	нижнебельский	кочумдекский	VI			
абакунская			А _V			нижнетунгусский	V					
усольская		марская		н/костинская				IV	Усольский			
		моктаконская			-		моктаконский	III				
		ясенгская				Б _I	осинский	-				
V-Є ₁	тэтэрская		тэтэрская		платоновская	Б ₃₋₅	усть-кутский		нижнелетнинский	Карбонатный	Карбонатный подсолевой	Верхневендско-нижнекембрийский
собинская		собинская		Б ₈		собинский	-					
катангская		катангская		Б ₁₂		оморинский		володинский				
оскобинская				В ₃		-			Терригенно-сульфатно-карбонатный	Терригенно-карбонатный подсолевой		
V	ванаварская				излучинская	В ₅	оскобинский			Терригенный	Терригенный рассолоносный	Вендский
						В ₈₋₁₃	ванаварский					
R ₃						-	-			Рифейский	Рифейский	Рифейский
R ₂						-	верхнерифейский	-				
						-	-	-				

Примечание: * - северные и восточные районы Северо-Тунгусской НГО не рассмотрены;

** - не выделено

Чункинская параметрическая скважина 282 расположена на продолжении северо-восточного склона Байкитской антеклизы, в зоне ее сочленения с Курейской синеклизой. Отложения рифея вскрыты на глубине 3542 м. Мощность вскрытых отложений составила ~700 м. Из Чункинской скважины в интервале 4201-4221 м при испытании в колонне получен приток воды 4-15 м³/сут при динамическом уровне 490-970 м. По параметрам ФЕС (пористость до 11,2%, проницаемость 0,02-0,04 мД) пласт характеризуется как низкопроницаемый [95]. На западе Курейская синеклиза граничит со структурами Курейско-Бакланихинского мегавала. Здесь на Мундуйском поднятии в рифейских отложениях (881 м) прогнозируются проницаемые водоносные горизонты в карбонатных породах стрельногорской, линок и нижнетунгусской свит рифея. Выделены они по поглощениям промывочной жидкости и при опробовании испытателем пластов интервала 1960-2107,5 м в Мундуйской скважине (Таблица 4).

Таблица 4 – Водоносность рифейских отложений Курейской синеклизы и сопредельных территорий

Площадь, скважина	Интервал, м	Система, отдел	Свита	Приток	Дебит, м ³ /сут/ Н _д , м	$\frac{P_{пл}}{T_{пл}}$, МПа/ °С	Условия отбора
Голоярская 2	1410-1547	Rf	шорихинская	В	260	16,4/-	ИП
Мундуйская 401	1960-2175	Rf, V, C ₁	шорихинская, платоновская	ВФ	115,8/ 1002	-	ИП, устье
Сухотунгусская 3	2828-2958	Rf	нижнетунгусская	В	140	-	устье, из заглубного
Лебяжинская 1	1345-1480	Rf, V	джурская	В	164,5 /-	-	ИП
Лебяжинская 1	1360-1480	Rf, V	джурская	В	192/-	-	ИП
Лебяжинская 2	1063-1210	Rf, V	шунтарская	В	400/-	-	ИП, переливала
Лебяжинская 2	1072-1150	Rf, V	шунтарская	В	400/-	-	ИП, переливала
Южно-Чуньская 107	2796-2990	Rf	джелиндуконская, аявинская, берейская толща	В	108 /1150	34,6/-	ИП
Катангская 3	3318-3351	Rf, V	ванаварская, ушиктинская толща	В	63,7/510	-	ИП, из труб
Петимовская 1	3440-3514	Rf, V	ванаварская, рифей нерасчлененный	В	93,8/1197	-	ИП, устье
Чункинская 282	4201-4221	Rf	долгоктинская	В	4-15	40,9/-	колонна, ВПП-300

На Голоярской структуре Курейско-Бакланихинского мегавала (скв. Сухотунгусская 3) в карбонатном разрезе верхнего рифея мощностью 900 м вскрыты водоносные горизонты нижнетунгусской и шорихинской свит, содержащие слабые рассолы и соленые воды. По термокаротажу выделено семь водоносных горизонтов. Вмещающие известняково-доломитовые и доломитовые породы обладают весьма изменчивой пористостью (0,3-23 %) и высокой трещиноватостью (20-50 м²/м³). Повышенная пористость, не характерная для рифейских карбонатов, вероятно, образовалась в ходе процессов вторичной доломитизации и

перекристаллизации пород, протекавших в предкембрийские перерывы, и ввремя которых была размыта значительная по мощности толща рифея и венда [54].

На территории Южно-Тунгусской НГО водоносные пласты в рифейском комплексе вскрыты только в бортовой части синеклизы на Лебяжинской площади. Вдоль границы юго-восточного борта Курейской синеклизы – на Катангской седловине водоносные горизонты рифея вскрыты и опробованы в параметрических скважинах Петимовская 1, Ванаварская 1, Южно-Чуньская 107, Катангская 3 (Таблица 4). Они прослежены спорадически в подошве терригенного венда и, как правило, гидродинамически связаны с вышележащими водоносными горизонтами песчаников нижневанаварской подсвиты. В целом рифейские отложения в этой части территории представлены преимущественно плотными известковистыми и глинистыми доломитами. Общая пористость пород составляет 2-6 %, и в отличие от рифейской толщи центральной части Байкитской антеклизы породы характеризуются как низкопроницаемые, преимущественно водоупорные. Терригенно-карбонатный осадочный комплекс рифея отличается отсутствием флюидоупоров.

Учитывая повсеместность послерифейского перерыва в осадконакоплении, высокопроницаемые палеокарстовые горизонты можно ожидать везде, где кровля рифейских отложений представлена карбонатными породами, т. е. и в центральных, и западных районах рассматриваемой территории. Водопроницаемость и водообильность рифейских трещинных и каверново-трещинных коллекторов зависит от продолжительности предвендского и предкембрийского перерывов, высоты древнего рельефа и характера эпигенетических преобразований пород. Химический состав водоносных горизонтов рифея Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения хлоридный натриевый (Cl-Na, Na-Ca и Mg-Ca-Na), с минерализацией до 300 г/дм³.

Гидрогеохимический тип вод по В.А. Сулину хлор-кальциевый. Значение генетического коэффициента $\gamma_{\text{Na}}/\gamma_{\text{Cl}} = 0,36-0,44$. Состав пластовой воды, полученной на скв. Чункинской 282 близок составу подошвенных вод рифейских залежей. Состав водорастворенных газов меняется от метаново-азотного (азотно-метанового) до метанового (Таблица 5).

Вендский водоносный комплекс

В Курейской синеклизе вендские терригенные и терригенно-карбонатные отложения вскрыты глубокими скважинами и изучены вдоль границ Катангской, Сюдджерской седловин. Отложения венда в пределах комплекса представлены (снизу вверх) ванаварской и оскобинской (бюксской) свитами. По литолого-фациальной приуроченности выделяют два водоносных (рассолоносных) горизонта: терригенный (ванаварская свита) и терригенно-карбонатный (оскобинская, бюкская свиты).

Таблица 5 – Характеристика химического состава подземных вод рифейского водоносного комплекса Курейской синеклизы и сопредельных территорий

Площадь	№ скв	Интервал, м	Система, отдел	Плотность, г/см ³	рН	Минерализация, г/дм ³	Состав ВРГ	Состав вод	Тип воды (В.А. Сулин)	Генетические коэффициенты			Генезис подземных вод
										rNa/rCl	Ca/Cl	Cl/Br	
Голоярская	2	1410,0-1547,0	Rf	1,08	6,50	116,7	N ₂ -CH ₄	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,44	0,38	120,3	седиментационные
Мундуйская	401	1960,0-2175,0	Rf, V,Cl	1,03	6,30	40,74	-	Cl-NaCaMg	Cl-Ca	0,41	0,32	83,3	
Сухотунгусская	3	2700,0-2854,0	Rf, V	1,25	4,80	369,63	CH ₄ .N ₂	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,39	0,46	117,0	
Лебяжинская	1	1345,0-1480,0	Rf, V	1,14	7,40	231,94	-	Cl-Na	Cl-Ca	0,91	0,06	986,3	смешанные (седиментационно/инфильтрационные)
Лебяжинская	1	1360,0-1480,0	Rf, V	1,14	7,30	251,95	-	Cl-Na	Cl-Ca	0,92	0,06	1031,2	
Лебяжинская	2	1063,0-1210,0	Rf, V	1,05	8,00	73,72	-	Cl-Na	Cl-Ca	0,93	0,11	998,6	
Лебяжинская	2	1072,0-1150,0	Rf, V	1,05	7,00	68,18	-	Cl-Na	Cl-Ca	0,93	0,12	944,1	
Южно-Чуньская	107	2796,0-2990,0	Rf	1,21	5,81	286,83	-	Cl-NaMgCa	Cl-Ca	0,41	0,28	80,4	седиментационные
Катангская	3	3318,0-3351,0	Rf, V	1,19	3,95	253,47	CH ₄	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,41	0,36	112,7	
Петимовская	1	3440,0-3514,0	Rf, V	1,23	5,50	306,08	-	Cl-NaCaMg	Cl-Ca	0,37	0,36	-	
Чункинская	282	4201,0-4221, 0	Rf	1,17	5,8	220,00	N ₂ .CH ₄	ClCaNa	Cl-Ca	0,36	0,34/0,52	-	

Общая мощность вендского терригенного комплекса достигает 70-100 м. Горизонты-коллекторы установлены в ванаварской свите. Свита имеет двухчленное строение: нижнюю преимущественно песчаниковую и верхнюю глинистую с пластами песчаников. Это главный рассолоносный и нефтегазоносный объект в осадочном разрезе Катангской седловины

На южный борту Курейской синеклизы вендские отложения вскрыты скважинами Аргишская 273 и Чункинская 282. В Аргишской скважине 273 мощность отложений венда (ванаварская свита) составила 100 м. Здесь свита представлена плотными песчаниками и алевролитами с аргиллитами в основании. По результатам лабораторных исследований пористость пород колеблется от 2 до 11,2 %, проницаемость редко превышает 1 мД. При опробовании скважины в процессе бурения ванаварской свиты (совместно с рифейской толщей) получен приток газа.

В скважине Чункинской 282 мощность вендских отложений составила 30 м. Они представлены породами оскобинской и ванаварской свит. Оскобинская свита сложена алевролитами и аргиллитами доломитистыми. Ванаварская свита сложена серыми гравелитистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. По результатам определения ФЕС пористость песчаников изменяется от 4,5 % до 16,5 %, а проницаемость – от 0,4 до 25 мД. Притоки флюидов из венда при испытании Чункинской скважины не получены.

Проведенная в последние годы глубинные зондирования по сети региональных сейсморазведочных профилей на южном и восточном бортах Курейской синеклизы позволили значительно уточнить представления о распространении вендских пород. Ранее здесь прогнозировали полное выклинивание терригенных отложений ванаварской свиты при продвижении далее на север и отсутствие их в Курейской синеклизе.

Материалы, полученные на северном продолжении профиля «Алтай – Северная Земля», показывают, что нижняя часть вендских отложений (горизонт Б на рисунке 7), соответствующая ванаварской свите, плавно наращивает мощность и достигает максимума в самой погруженной части Курейской синеклизы (Рисунок 7) [232].

Вдоль границы южного борта Курейской синеклизы в зоне сочленения с Катангской седловиной водоносные горизонты залегают на различных глубинах от 3100 до 3600 м. Для районов южного борта Курейской синеклизы характерна повышенная энергия флюидов вендского водоносного комплекса (ВК): пластовые давления превышают условные гидростатические на 10-20 %, дебиты притоков достигают 388 м³/сут (Таблица 6).

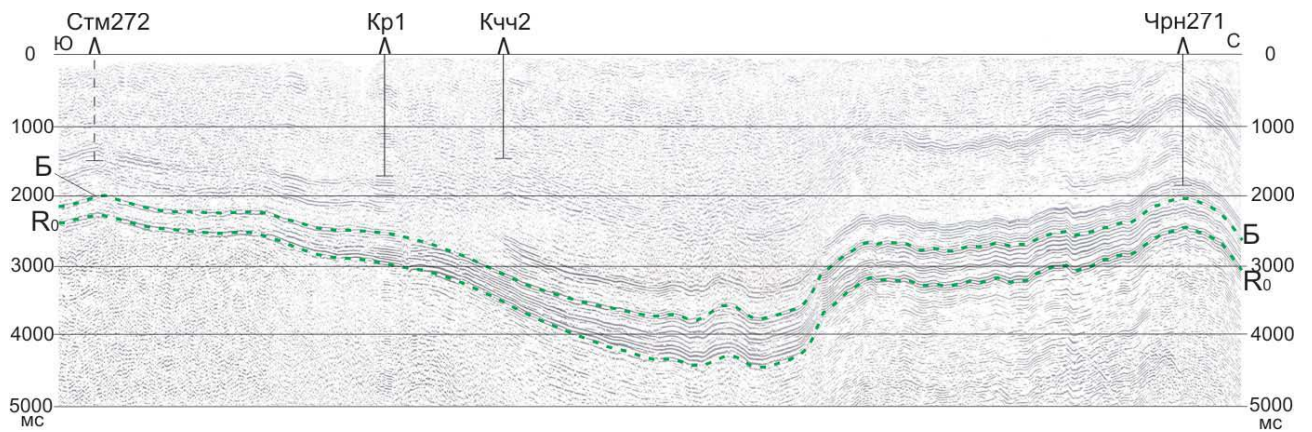


Рисунок 7 – Изменение мощности вендских отложений на временном разрезе по профилю Алтай – Северная Земля от скв. Среднетаймуринская 272 до скв. Чириндинская 271 [232]

Таблица 6 – Водоносность вендского комплекса юго-восточной части Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита, подсвита	Приток	Дебит, м ³ /сут/ Н _д , м	P _{пл} , МПа/ T _{пл} , °C	Условия отбора
Ванаварская	1	3103,9-3147,0	V ₁	оскобинская, ванаварская	НВ	72/1060	0/45	ИП, свеча 3
Ванаварская	1	3146,0-3153,0	V ₁	ванаварская	ВН	2,46/1000	37,3/-	ИП
Катангская	3	3192,0-3260,0	V ₁	ванаварская, оскобинская	В	23,4/-	36,49/-	ИП, в трубах
Катангская	3	3196,0-3311,0	V ₁	оскобинская, ванаварская	В	66,7/460	-/-	ИП
Копоктинская	134	3302,0-3386,0	V ₁	оскобинская, ванаварская	В	388,8/-	30,5/-	ИП, устье, нефт. кислоты -2,8 г/л
Чамбинская	114	3257,0-3357,0	V ₁	оскобинская, ванаварская	ВН	28/1608	33,8/-	1 свеча над ИП
Чамбинская	114	3336,0-3341,0	V ₁	ванаварская	В	7,2/1173	0/65	колонна, ВПП, с гл. 3340 м
Чункинская	282	3530,0-3550,0	V ₁	оскобинская, ванаварская	В	0,2-0,6/ 624-1608	34,2/50,5	Колонна, ВПП-300
Мегеляхская	1151	3182,0-3214,0	V ₁ , фундамент	н/бюкская, фундамент	ФВ?	60 (расчетный)	-	ИП, в керне выпоты нефти, 3190-3192 м

Подземные воды терригенных отложений венда наиболее хорошо изучены на Катангской седловине в водоносных горизонтах песчаников ванаварской свиты. Химический состав водоносных горизонтов терригенного венда Cl-CaNa, и Cl-NaMgCa, Cl-CaNa с минерализацией до 310 г/дм³. Значение генетического коэффициента $r_{Na}/r_{Cl} = 0,3-0,46$. Дебиты притоков составили 0,2-388 м³/сут при СДУ 460-1608 м (Таблица 7). Газовый состав водорастворенных газов в пробах изменяется от азотно-метанового до метанового. При этом, следует отметить высокие содержания гелия в газах месторождений Катангской седловины (Таблица 8).

Таблица 7 – Характеристика химического состава подземных вод вендского водоносного комплекса юго-восточной части Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита	Плотность флюида, г/см ³	рН	Минерализация, г/дм ³	Состав вод	Тип воды (В.А. Сулин)	Генетические коэффициенты			Генезис подземных вод
										rNa/rCl	Ca/Cl	Cl/Br	
Ванаварская	1	3103,9-3147,0	V1	оскобинская, ванаварская	1,18	2,34	260,29	Cl-NaMgCa	Cl-Ca	0,43	0,27	-	седиментационные
Ванаварская	1	3146,0-3153,0	V1	ванаварская	1,18	2,85	251,01	Cl-NaMgCa	Cl-Ca	0,44	0,27	101,4	седиментационные
Катангская	3	3192,0-3260,0	V1	ванаварская, оскобинская	1,19	3,45	293,30	Cl-Na		0,78	0,21	62,4	седиментационные
Катангская	3	3196,0-3311,0	V1	оскобинская, ванаварская	1,20	4,60	283,81	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,45	0,52	125,1	седиментационные
Копоктинская	134	3302,0-3386,0	V1	оскобинская, ванаварская	1,22	4,85	302,16	Cl-NaMgCa	Cl-Ca	0,37	0,25	112,6	седиментационные
Чамбинская	114	3257,0-3357,0	V1	оскобинская, ванаварская	1,21	4,59	296,78	Cl-NaMg	Cl-Ca	0,46	0,24	-	седиментационные
Чамбинская	114	3336,0-3341,0	V1	ванаварская	1,23	5,35	307,87	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,38	0,45	105,6	седиментационные
Чункинская	282	3530,0-3550,0	V1	оскобинская, ванаварская	1,17	2,8-5,8	225,00	Cl-MgNaCa	Cl-Ca	0,3	0,38	-	седиментационные

Таблица 8 – Содержание гелия в водорастворенных газах Собинского месторождения

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Свита	CH ₄	ТУ	He	H ₂	N ₂	CO ₂	Условия отбора
				% об.						
Собинская	35	2655,0-2659,0	ванаварская	69,36	2,35	1,86	0,21	25,21	0,260	на устье, при самоизливе
	15	2574,0-2667,0		60,22	9,28	0,90	0,01	28,60	0,990	ВПП-300
	20	2657,0-2666,0		67,89	12,14	0,76	0,45	18,29	0,790	на устье, при самоизливе
	27	2730,0-2783,0		66,00	1,72	0,82	2,11	23,80	4,210	ВПП-300
	33	2663,0-2670,0		66,20	1,44	1,31	0,35	27,30	3,400	ВПП-300
	5	2679,0-2686,0		79,71	4,58	1,07	0,11	14,17	0,360	ВПП-300
	12	2616,0-2627,0		69,41	8,02	0,55	-	22,02	-	ВПП-300

На юго-восточном борту Курейской синеклизы в Сюгджерской НГО прогнозируется распространение вендского терригенно-карбонатного рассолоносного комплекса мощностью до 200 м. Водоносный комплекс выделяется в объеме бюкской свиты, залегающей непосредственно на гранитоидах кристаллического фундамента. Отложения терригенного венда отсутствуют. Отсутствие значимых притоков в скважинах Хошонская 256, Батырская 1, Мегеляхская 1151 не позволяет пока дать характеристику водоносности района.

Региональным флюидоупорным экраном для вендского терригенного рассолоносного комплекса на Курейской синеклизе служат глинисто-карбонатные и сульфатно-карбонатные породы оскобинской и катангской свит.

Верхневендско-нижнекембрийский водоносный комплекс

Верхневендско-нижнекембрийский терригенно-карбонатный водоносный комплекс выделяют в стратиграфических границах катангской, собинской, тэтэрской свит верхнего венда и ниже-среднеусольской подсвит нижнего кембрия и их аналогов (нижне- и средне-платоновская посвиты) (Таблица 3).

Верхневендско-нижнекембрийский комплекс содержит три проницаемых карбонатных горизонта: в вендской части – усть-кутский (тэтэрская); в кембрийской части – осинский (ясенгская, моктаконская, марская свиты). Соленосно-карбонатная верхнеусольская подсвита является для них региональным экраном (флюидоупором).

В пределах юго-восточного борта Курейской синеклизы на границе с Катангской седловиной нижняя часть комплекса сложена неравномерно чередующимися доломитами разной степени глинистости с подчиненными прослоями аргиллитов и глинистых песчаников. Породы плотные с незначительной общей пористостью 4-7 % характеризуются как непроницаемые (флюидоупорные). Общая мощность верхневендско-нижнекембрийского комплекса составляет 300-400 м. Пористость и проницаемость карбонатов низкие. Верхняя часть комплекса на всей территории Катангской седловины (тэтэрская свита и осинский горизонт) представлены плотными кавернозными засоленными доломитами и практически непроницаемы. Исключение составляет территория на северо-востоке седловины, примыкающая к западной границе Непско-Ботубинской антеклизы (Огневская, Среднетэтэринская, Верхнеджелиндуконская и Ереминская площади), где из галогенно-карбонатного водоносного комплекса получены притоки рассолов, отмечены неоднократные нефтегазопроявления. Проницаемый горизонт приурочен к тэтэрской свите венда, при вскрытии которой отмечены нефтенасыщение керна, интенсивные газопроявления и рассолопроявления дебитом до 660 м³/сут на Верхнеджелиндуконской и Среднетэтэринской площадях. В соленосной части комплекса проницаемыми являются осинский горизонт и на

локальных участках отдельные надосинские пласты в низах усольской свиты.

Притоки рассола из отложений тэтэрской свиты получены в Моровской скважине дебитом до 99 м³/сут при динамическом уровне 1087 м, на Чамбинской из отложений усольской свиты получен приток 8 м³/сут при динамическом уровне 1253 м (Таблица 9).

Таблица 9 – Водоносность отложений венд-нижнекембрийского комплекса Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита, подсвита	Приток	Дебит, м ³ /сут Н _д , м	$\frac{P_{пл.}}{T_{пл.}}$ МПа °С	Условия отбора
Володинская	4	1796-1850	Є ₁ -V	с/платоновская	В	144/-	17/-	открытый ствол
Нижнелетнинская	2	1296-1304	Є ₁ -V	с/платоновская	В	5,62-	-/-	колонна
Нижнелетнинская	3	1823-1840	Є ₁ -V	с/платоновская	В	11/-	22/-	открытый ствол
Нижнелетнинская	4	1260-1424	Є ₁ -V	с/платоновская	В	17,88/890	12,65/-	открытый ствол
Сухотунгусская	1	2474-2479	Є ₁ -V	в/платоновская	В	28,0/ 866	-/-	колонна
Сухотунгусская	3	2834-2710	Є ₁ -V	платоновская	В	10/-	-/-	открытый ствол
Сухотунгусская	5	2461-2590	Є ₁ -V	в/платоновская	В	15/-	-/-	открытый ствол
Моровская	1	3722-3798	Є ₁ -V	тэтэрская, собинская	В	99/ 1087	49,7/49,8	открытый ствол
Чамбинская	114	2780-2977	Є ₁ -V	усольская, тэтэрская	В	8,12/1253	35,3/-	открытый ствол
Таначинская	8	3497-3644	Є ₁ -V	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	В	331/ 325	43,87/-	открытый ствол
Западно-Малкитконская	216	3702-3790	Є ₁	ясенгская	В	496,8/1002,0	-/47,53	открытый ствол
Моктаконская	3	3416-3427	Є ₁	моктаконская	В	2,06/766	-/-	колонна
Нижнетунгусская	6	3585-3700	Є ₁ -V	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	В	61,2/1719	44,0/-	открытый ствол

На восточном борту Курейской синеклизы на Сюгджерской седловине распространены карбонатные породы (успунской, кудулахской и юряхской свит). Вышезалегающая билирская свита сложена доломитами, известняками, аргилитами, мергелями, мощностью 69-123 м. Притоков рассолов из горизонтов пока не получено. Установлен перерыв в осадконакоплении, предшествующий формированию успунской свиты. В целом верхняя часть комплекса является флюидоупором.

На юго-западном борту Курейской синеклизы – на Бахтинском мегавыступе нижняя часть комплекса сложена карбонатными породами катангской, собинской и тэтэрской свит мощностью 180-260 м. Верхняя часть комплекса представлена отложениями ясенгской (сероцветные пласты каменной соли), моктаконской (доломиты пористо-кавернозные,

водорослевые, в отдельных прослоях сульфатоносны) и частично марской свит (доломиты и красноцветные глинистые доломиты с прослоями ангидритов). В скважинах Таначи-Моктаконского нефтегазоносного района получены высокодебитные притоки пластовой воды и единичные промышленные притоки газа и газоконденсата, нефти (Моктаконская 1, Усть-Дельтулинская 214 и др.). Перспективы нефтегазоносности Таначи-Моктаконского района исследователи связывают с системой краевых и одиночных рифов кембрия. Газовый состав водорастворенных газов в пробах метаново-азотный и азотно-метановый с содержанием гелия до 1 %, водорода и CO₂. Водоносные горизонты залегают на различных глубинах от 3200 до 3800 м. Для района характерна высокая энергия флюидов: пластовые давления на 20-30 % превышают условные гидростатические. Дебиты притоков достигли 1519 м³/сут при среднем динамическом уровне (СДУ) 625-2578 м. На остальной территории Курейской синеклизы отложения верхневендско-нижнекембрийского комплекса пока не вскрыты.

На прилегающей с запада Курейско-Бакланихинской структуре распространен карбонатный рассолоносный комплекс платоновской свиты. Платоновскую свиту слагают преимущественно доломиты с прослоями, линзами или включениями ангидритов, в средней части доломиты известковистые. Мощность платоновской свиты в скв. Сухотунгусской 3 – 317 м. Свита содержит несколько выдержанных проницаемых горизонтов, которые выделяются провалами инструмента, поглощениями промывочной жидкости в процессе бурения или водопроявлениями (Таблица 9). Например, проходка отложений этой свиты в интервале 2601-2693 м Сухотунгусской скважиной 5 постоянно осложнялась провалами бурового инструмента. Суточное фонтанирование рассолом с глубины 2400-2700 м достигало 790 м³/сут. Такой дебит не может дать доломитовый коллектор, характеризующийся открытой пористостью не более 2 % (по керну). Предположительно, скважиной вскрыта трещинная или палеокарстовая зона (Вожов, 2006). В верхневендско-нижнекембрийском комплексе В.И. Вожов выделял володинский и нижнелетнинский горизонты (Таблица 3). Водоносные горизонты залегают на глубинах от 1000 до 2710 м. Дебиты притоков составили 10-76 м³/сут при СДУ 600-700 м. В целом для проницаемых горизонтов верхневендско-нижнекембрийского комплекса характерен напорный свехгидростатический режим пластовых давлений, высокая концентрация пластовых рассолов Cl-NaCa и Cl-CaNa состава. Средняя минерализация рассолов 352 г/дм³, а ее предельные значения – 317 и 373 г/дм³ (Таблица 10). Значение генетического коэффициента $r_{Na}/r_{Cl} = 0,31-0,51$. Газовый состав водорастворенных газов в пробах изменяется от азотно-метанового и метаново-азотного до метаново-углекислого и углекисло-метанового с содержанием ТУ до 10 %, гелия до 1 %, водорода до 5 %, сероводорода до 10 %.

Таблица 10 – Характеристика химического состава подземных вод венд-нижнекембрийского комплекса Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита, подсвита	pH	Минерализация, г/дм ³	Состав ВРГ	Состав вод	Тип вод	Генетические коэффициенты			Генезис
										rNa/rCl	Cl/Br	Ca/Cl	
Володинская	4	1796,0-1850,0	Є ₁ -V	с/платоновская	6,00	239,95	-	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,31	54,22	0,27	седиментационные
Нижнелетнинская	2	1296,0-1304,0	Є ₁ -V	с/платоновская	7,35	104,40	-	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,31	50,18	0,26	седиментационные
Нижнелетнинская	3	1823,0-1840,0	Є ₁ -V	с/платоновская	7,05	221,47	N ₂ -CH ₄	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,28	57,76	0,26	седиментационные
Нижнелетнинская	4	1260,0-1424,0	Є ₁ -V	с/платоновская	7,80	200,73	CH ₄	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,42	100,47	0,26	седиментационные
Сухотунгусская	1	2474,0-2479,0	Є ₁ -V	в/платоновская	6,00	372,00	N ₂ -CH ₄	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,31	51,42	0,28	седиментационные
Сухотунгусская	3	2334,0-2700,0	Є ₁ -V	платоновская	4,80	367,85	-	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,39	51,92	0,26	седиментационные
Сухотунгусская	5	2461,0-2590,0	Є ₁ -V	в/платоновская	4,70	356,10	N ₂ -CH ₄	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,26	56,72	0,30	седиментационные
Нижнетунгусская	6	3585,0-3700,0	Є ₁ -V	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	4,75	367,13	CH ₄ -N ₂	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,41	50,47	0,27	седиментационные
Таначинская	8	3497,0-3644,0	Є ₁ -V	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	5,40	342,64	-	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,43	52,45	0,29	седиментационные
Западно-Малькитконская	216	3702,0-3790,0	Є ₁	моктаконская	5,38	342,71	N ₂ -CH ₄	Cl-NaCa	<u>Cl-Ca</u>	0,51	47,26	0,24	седиментационные
Моктаконская	3	3416,0-3427,0	Є ₁	моктаконская	6,00	317,48	CH ₄ -N ₂	Cl-NaCa	<u>Cl-Ca</u>	0,46	68,47	0,23	седиментационные
Чамбинская	114	2780,0-2977,0	Є ₁ -V	усольская, тэтэрская	4,00	373,78	-	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,44	69,32	0,26	седиментационные
Моровская	1	3722,0-3798,0	Є ₁ -V	тэтэрская, собинская	5,50	368,43	N ₂ -CH ₄	Cl-CaNa	<u>Cl-Ca</u>	0,31	74,54	0,32	седиментационные

Кембрийский водоносный комплекс

Водоносный комплекс наиболее полно изучен в Южно-Тунгусской НГО. Рассолоносные горизонты в кембрийском водоносном комплексе представлены карбонатными отложениями (Таблица 3).

Вдоль западного и юго-западного борта Курейской синеклизы, в районах распространения костинской, дельтулинской и таначинской свит повсеместно распространены мощные среднеемкие, хорошо проницаемые коллекторы. Вдоль южного борта Курейской синеклизы на площадях Байкитской и Катангской НГО проницаемые горизонты выделены проявлениями и поглощениями промывочной жидкости при бурении и по результатам опробования скважин. Экранирующий комплекс сложен глинистыми и глинисто-карбонатными породами среднего и верхнего кембрия (эвенкийская и ее аналоги летнинская и усть-пелядкинская свиты). Преимущественно водоупорные отложения летнинской и усть-пелядкинской свит среднего – верхнего кембрия опробованы в нескольких скважинах на Сухотунгусской, Большепорожской, Таначинской, Ирбуклинской и других площадях. В большинстве случаев из них получены устойчиво слабые притоки рассолов, связанные не столько с их первичной пористостью, являющейся исходно очень низкой, сколько с резким возрастанием на этих площадях проницаемости глубокозалегающих карбонатных пород в результате процессов вторичного выщелачивания вблизи пластовых интрузий траппов [22,39]. Особенность разреза нижнекембрийского ВК в Южно-Тунгусской НГО – сложный галито-сульфатно-доломитовый состав пород. Выделяют до 7 флюидоносных горизонтов (Таблица 3).

В абакунской свите по отдельным наиболее глубоким скважинам центральной части Сурингдаконской зоны установлен нижнетунгусский горизонт трещиноватых доломитов и доломитизированных известняков.

Выше в бурусской свите выделяется кочумдекский горизонт кавернозных и трещиноватых доломитов.

В нижней сурингдаконской свите под солями локализован подсолевой горизонт, также сложенный трещиноватыми и кавернозными доломитами. Несмотря на то, что притоки рассолов при испытании получены в редких скважинах, удалось выделить и проследить подсолевой горизонт не только в соленасыщенном разрезе скважин Нижнетунгусского поднятия, но и в его карбонатной северной части.

В средней части булайской свиты распознается сухотунгусский горизонт, сложенный доломитами и известняками с коллекторами порово-каверново-трещинного типа, в котором установлено от одного до пяти проницаемых пластов мощностью от 1 до 30 м.

Три горизонта трещинно-каверновых коллекторов выделено в дельтулинской свите (стратиграфическом аналоге ангарской свиты), сложенной преимущественно доломитами.

Весьма изменчивая мощность горизонтов и отсутствие выдержанных водоупоров послужили основанием для объединения их в единый дельтулинский водоносный горизонт (Таблица 11) [56].

Таблица 11 – Водоносность кембрийского комплекса юго-западной части Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита	Приток	Дебит, м ³ /сут/ Н _д , м	Рпл, МПа/ Тпл, °С	Условия отбора
Горизонт нижнетунгусский								
Моктаконская	2	3250,0-3258,0	Є1	абакунская	В	54/995	41,26/-	ИП, с запахом H ₂ S
Моктаконская	3	3201,0-3222,0	Є1	абакунская	В	48/1101	39,98/-	ИП
Моктаконская	5	3214,0-3243,0	Є1	абакунская	В	39/692	39,91/-	ИП
Нижнетунгусская	2	3132,0-3133,0	Є1	абакунская	перелив	-	-	устье
Горизонт кочумдекский								
Бурусская	201	3254,5-3315,0	Є1	бурусская	В	79/1122	39,35/-	ИП, сильно насыщена газом с запахом H ₂ S
Кочумдекская	3	3160,0-3195,0	Є1	бурусская	В	228/1930	36,21/-	ИП
Малькитконская	211	2890,0-2958,0	Є1	бурусская	В	198/853	34,84/-	ИП, свеча 2, со свободным газом
Моктаконская	4	2756,0-2806,0	Є1	бурусская	В	1100/1205	30,9/-	ИП
Моктаконская	6	3119,0-3192,0	Є1	бурусская	В	111/1062	38,37/-	ИП, 13 свеча
Нижнетунгусская	4	3022,0-3035,0	Є1	бурусская	В	58,54/1799	-	ИП, свеча 1
Нижнетунгусская	6	3197,0-3272,0	Є1	бурусская	В	134,4/1662	38,42	ИП
Чисковская	290	3466,4-3543,3	Є1	бурусская	В	17,3/930	48,76/58,0	Пробоотборник
Горизонт подсолевой								
Верхне-амнуаканская	187	2593,0-2655,0	Є1	сурингдаконская	В	522,8/743	28,58/-	ИП, с растворенным газом
Нижнетунгусская	2	2627,0-2704,0	Є1	сурингдаконская	В	11,5/1816	31,12/-	ИП, вода с запахом H ₂ S
Горизонт булайский								
Таначинская	1	2742,0-2807,0	Є1	булайская	В	236/1106	31,85/-	ИП, свеча 2
Тутончанская	1	2710,0	Є1	булайская	В	35/-	-/-	ИП
Горизонт дельтулинский								
Вакунайская	1	2180,7-2239,4	Є1	дельтулинская	ВФ	10/542	25,28/-	ИП
Вакунайская	2	2247,5-2320,0	Є1	дельтулинская	В	181,4/812	-	ИП, с растворенным газом
Верхне-амнуаканская	187	2052,0-2153,0	Є1	дельтулинская	ВФ	243/502	22,7/-	ИП, смесь с фильтратом
Верхне-нимдинская	1	2967,0-3003,0	Є1	дельтулинская	В	2476,8/2404,5	33,86/-	ИП, свеча 2, с растворенным газом
Западно-Малькитконская	216	2507,0-2561,0	Є1	дельтулинская	водопроявление	36,00	-	Водопроявление
Западно-Ногинская	1	1787,0-1866,0	Є1	дельтулинская	В	253/630	20,48/-	ИП, свеча 2, насыщен H ₂ S
Кочумдекская	1	2431,0-2535,0	Є1	дельтулинская	В	720/1662	29,01/30	ИП, свеча 2-3

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита	Приток	Дебит, м ³ /сут/ Нд, м	Рпл, МПА/ Тпл, 0 С	Условия отбора
Кочумдекская	2	2356,0-2435,0	Є1	дельтулинская	В	1056/2178	25,97/-	ИП
Нижнетунгусская	3	2161,0-2171,0	Є1	дельтулинская	В	30/-	25,8/25	устье
Нижнетунгусская	4	2259,0-2347,0	Є1	дельтулинская	В	158/839	23,52/21	ИП, свеча 1
Нижнетунгусская	6	2184,0-2211,0	Є1	дельтулинская	В	192/953	23,94/-	ИП, свеча 1
Пойменная	1	2410,0-2502,0	Є1	дельтулинская	В	518/1060	27/-	ИП, свеча 1 запах нефти
Пойменная	2	2505,0-2582,0	Є1	дельтулинская	В	177,6/265,0	31,31/-	ИП, с растворенным газом с запахом H ₂ S
Таначинская	5	2126,0-2155,0	Є1	дельтулинская	В	61,2/734	24,28/-	ИП
Горизонт таначинский								
Вакунайская	2	1916,0-2012,7	Є1-2	таначинская	В	337/310	21,23/-	ИП, с растворенным газом
Нижнетунгусская	4	2067,0-2145,0	Є1-2	таначинская	В	160/1171	23,91/20,0	ИП, свеча 1
Нижнетунгусская	6	2077,0-2154,0	Є1-2	таначинская	В	480/986	-	ИП, свеча 1
Сурингдаконская	3	1956,0-2065,0	Є1-2	таначинская	В	72/1280	-	ИП, с растворенным газом, с запахом H ₂ S
Сурингдаконская	4	2110,0-2154,0	Є1-2	таначинская	В	185/679	24,34/-	ИП
Таначинская	1	2189,0-2266,0	Є1-2	таначинская	В	185/625	24,16/-	ИП, свеча 1 и 7
Таначинская	2	1929,0-1945,0	Є1-2,Є1	таначинская	В	158/361	22,26/-	ИП
Таначинская	6	1889,0-1917,0	Є1-2	таначинская	В	57/660	21,85/-	ИП, свеча 1
Тунгусская	1	2742,0-2793,0	Є1-2	таначинская	В	310/1517	-/44	ИП, с растворенным газом

В отложениях среднего кембрия широко распространен таначинский водоносный горизонт, в составе которого выделяют от четырех до шести пластов-коллекторов (Кринин, 1984).

На юго-восточном борту Курейской синеклизы также предполагается распространение галогенно-карбонатного комплекса со среднеемкими, порово-каверново-трещинными и коллекторами в доломитах эльгянской, толбочанской, олекминской свит. Они широко распространены и изучены в Айхало-Вилуойском нефтегазоносном районе (Сюгджерская седловина, Ыгыаттинская впадина, Сунтарский свод, юг Анабарской антеклизы). С этими горизонтами связаны многочисленные газопроявления (дебитом до тысяч м³/сут). Наиболее водообильный пласт был вскрыт на Удачинской площади: там получены притоки воды с растворенным газом дебитом 900 м³/сут (удельный дебит до 0,52 м³/сут на метр понижения). На Сюгджерской седловине из данного комплекса на Мегеляхской 2441 (интервал 1212,5-1268,0 м) при опробовании в открытом стволе получен приток жидкости плотностью 1,25 г/см³ дебитом

8,04 м³/сут. На Унга-Хасыкской площади 2980 (интервал 2701,3-2782,5 м) из толбочанской свиты в открытом стволе получен приток воды с дебитом 12,03 м³/сут при динамическом уровне 1363,9 м. На северо-восточном борту Курейской синеклизы нижний кембрий представлен отложениями эмяксинской и куонамской свит. Горизонты коллекторы предполагаются только по дифференциации скоростей сейсмических волн, так как Чириндинская параметрическая скважина 273 не была опробована.

Вдоль западного борта Курейской синеклизы на территории Турухано-Норильского района объединены в костинскую свиту нижнего и среднего кембрия отложения кембрийского комплекса. Костинская свита сложена доломитами кавернозными и брекчиевидными с прослоями ангидрита; в верхнекостинской доломиты сульфатоносные и соленосные с прослоями доломитов и известняковых доломитов, окремненных, битуминозных. Общая мощность водоносного комплекса 1550 м, он содержит до девяти проницаемых флюидоносных горизонтов (Вожов, 2006). Для западных районов характерна высокая энергия флюидов: пластовые давления на 10-40 % превышают условные гиростатические. Дебиты притоков составили 8-2000 м³/сут при СДУ 200-2000 м (Таблица 11).

Химический состав водоносных горизонтов карбонатного комплекса преимущественно Cl-CaNa, реже Cl-NaCa, Cl-Ca с минерализацией до 500 г/дм³. Значение генетического коэффициента $r_{Na/rCl} \sim 0,1-0,7$ (Таблица 12). Газовый состав водорастворенных газов сложный, изменяется от метанового, метаново-азотного и азотно-метанового до углекислого, углекисло-метанового и метаново-углекислого и различного сочетания перечисленных компонентов, с содержанием ТУ до 12 %, гелия до 0,7 % и водорода до 2 %, сероводорода до 12 % (Таблица 13). Изотопный состав углерода метана и углекислого газа изменяется в следующих пределах: $\delta^{13}C_{CH_4}$ от -24,4 до -40,4 ‰ и $\delta^{13}C_{CO_2}$ от -11,5 до -32 ‰.

В целом, проницаемые горизонты кембрийского водоносного комплекса в Южно-Тунгусской и Турухано-Норильской областях характеризуется значительной неоднородностью фильтрационных и емкостных параметров и, главное, несоответствием коллекторских свойств пород, изученных на керновом материале, результатам опробования и дебитам водопроявлений при бурении скважин. Не согласуются фильтрационные параметры с данными о многочисленных катастрофических поглощениях промывочной жидкости и провалах бурового инструмента, отмеченными в процессе проводки скважин. На основании этих данных делается вывод о том, что главное емкостное пространство коллекторов сформировано трещинной и палеокарстовой проницаемостью [56,39,46].

Флюидоупорным экраном для кембрийского водоносного комплекса служат средне-верхнекембрийские отложения усть-пелядкинской свиты и ее аналогов, представленные низкопроницаемыми тонкокристаллическими карбонатами породами.

Таблица 12 – Характеристика химического состава подземных вод кембрийского водоносного комплекса юго-западной части Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита	Плотность флюида, г/см ³	pH	Минерализация, г/дм ³	Состав вод	Тип воды (В.А. Сулин)	Генетические коэффициенты			Генезис
										rNa/rCl	Cl/Br	Ca/Cl	
Горизонт нижнетунгусский													
Намурская	1	3373,7-3426,50	Є1	марская	1,248	7,60	351,74	Cl-CaMgNa	Cl-Ca	0,27	59,24	0,21	седиментационные
Таначинская	7	3337,0-3350,0	Є1	марская	1,210	5,95	299,82	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,34	31,30	0,25	седиментационные
Нижнетунгусская	2	3132,0-3170,0	Є1	абакунская, марская	1,270	4,50	370,48	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,30	42,75	0,30	седиментационные
Горизонт кочумдекский													
Бурусская	201	3254,5-3315,0	Є1	бурусская	1,243	6,50	326,07	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,41	54,59	0,26	седиментационные
Кочумдекская	3	3160,0-3195,0	Є1	бурусская	1,265	5,80	367,36	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,29	44,53	0,30	седиментационные
Малькитконская	211	2890,0-2958,0	Є1	бурусская	1,231	8,20	340,78	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,58	72,30	0,19	седиментационные
Моктаконская	4	2756,0-2806,0	Є1	бурусская	1,259	4,00	368,10	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,26	47,32	0,30	седиментационные
Нижнетунгусская	6	3197,0-3272,0	Є1	бурусская	1,255	5,00	343,04	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,30	50,91	0,29	седиментационные
Горизонт сурингдаконский (подсолевой)													
Верхнеамнуанская	187	2593,0-2655,0	Є1	сурингдаконская	1,237	6,50	336,91	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,32	51,64	0,29	седиментационные
Нижнетунгусская	2	2627,0-2704,0	Є1	сурингдаконская	1,255	6,50	352,88	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,44	49,21	0,28	седиментационные
Горизонт булайский													
Таначинская	1	2742,0-2807,0	Є1	булайская	1,250	5,20	420,17	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,44	107,63	0,22	седиментационные
Тутончанская	1	2710,0	Є1	булайская	1,240	4,32	342,05	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,32	46,64	0,31	седиментационные
Горизонт дельтулинский													
Вакунайская	2	2247,5-2320,0	Є1	дельтулинская	1,260	5,60	389,40	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,25	-	0,33	седиментационные
Верхнеамнуанская	187	2052,0-2153,0	Є1	дельтулинская	1,252	6,00	358,50	Cl-Ca	Cl-Ca	0,24	45,76	0,33	седиментационные
Верхненимдинская	1	2967,0-3003,0	Є1	дельтулинская	1,121	6,68	267,13	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,64	86,02	0,15	седиментационные
Западно-Малькитконская	216	2507,0-2561,0	Є1	дельтулинская	1,260	4,00	354,71	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,40	51,39	0,27	седиментационные
Западно-Ногинская	1	1787,0-1866,0	Є1	дельтулинская	1,216	4,00	337,50	Cl-Na	Cl-Ca	0,67	259,09	0,09	седиментационные
Кочумдекская	1	2431,0-2535,0	Є1	дельтулинская	1,255	4,42	362,08	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,38	51,50	0,29	седиментационные
Кочумдекская	2	2356,0-2435,0	Є1	дельтулинская	1,265	5,50	355,28	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,32	48,07	0,30	седиментационные
Нижнетунгусская	3	2161,0-2171,0	Є1	дельтулинская	1,255	4,30	354,76	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,36	57,44	0,30	седиментационные
Нижнетунгусская	4	2259,0-2347,0	Є1	дельтулинская	1,242	4,80	374,77	Cl-MgCa	Cl-Ca	0,23	101,21	0,26	седиментационные
Нижнетунгусская	6	2184,0-2211,0	Є1	дельтулинская	1,238	5,80	330,06	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,28	48,50	0,30	седиментационные
Пойменная	1	2410,0-2502,0	Є1	дельтулинская	1,266	5,50	372,96	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,33	49,47	0,29	седиментационные
Пойменная	2	2505,0-2582,0	Є1	дельтулинская	1,259		340,86	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,28	49,00	0,35	седиментационные
Таначинская	5	2126,0-2155,0	Є1	дельтулинская	1,259	4,50	367,11	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,26	48,08	0,30	седиментационные
Горизонт таначинский													
Вакунайская	2	1916,0-2012,7	Є1-2	таначинская	1,200	5,84	422,13	Cl-CaMg	Cl-Ca	0,11	-	0,25	седиментационные
Нижнетунгусская	4	2067,0-2145,0	Є1-2	таначинская	1,245	4,90	356,29	Cl-CaMg	Cl-Ca	0,20	85,45	0,26	седиментационные
Нижнетунгусская	6	2077,0-2154,0	Є1-2	таначинская	1,264	5,80	365,35	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,30	43,87	0,32	седиментационные
Сурингдаконская	3	1956,0-2065,0	Є1-2	таначинская	1,165	4,00	378,39	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,29	48,62	0,30	седиментационные
Сурингдаконская	4	2110,0-2154,0	Є1-2	таначинская	1,247	5,45	347,77	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,35	51,19	0,29	седиментационные
Таначинская	2	1929,0-1945,0	Є1-2Є1	таначинская	1,232	5,50	312,53	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,30	45,66	0,32	седиментационные
Таначинская	6	1889,0-1917,0	Є1-2	таначинская	1,243	5,20	349,28	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,34	49,78	0,30	седиментационные
Таначинская	1	2189,0-2266,0	Є1-2	таначинская	1,190	6,50	261,75	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,69	-	0,16	седиментационные
Таначинская	2	1899,0-1933,0	Є1-2	таначинская	1,236	5,50	324,01	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,46	119,18	0,28	седиментационные
Тунгусская	1	2742,0-2793,0	Є1-2	таначинская	1,267	6,13	372,33	Cl-CaNa	Cl-Ca	0,29	50,00	0,32	седиментационные

Таблица 13 – Состав водорастворенных газов кембрийского комплекса территории Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система, отдел	Свита	CH ₄	ТУ	He	H ₂	N ₂	CO ₂	H ₂ S	Условия отбора	
					% об.								
Горизонт нижнетунгусский													
Моктаконская	2	3210,0-	3222,0	€1	абакунская	15,94	1,70	0,35	0,46	80,16	0,27	-	ИП
Моктаконская	5	3261,0-	3282,0	€1	абакунская	66,88	2,28	0,46	0,63	-	2,20	0,80	ИП
Горизонт кочумдекский													
Бурусская	201	3114,0-	3188,0	€1	бурусская	23,30	0,03	-	0,64	64,06	0,25	-	ИП
Намурская	1	3117,5-	3196,0	€1	бурусская	38,17	11,50	-	0,18	49,12	-	-	ОИПК
Малькитконская	211	2890,0-	2958,0	€1	бурусская	84,63	2,74	0,10	0,04	6,87	5,34	-	устье
Бурусская	201	3254,0-	3315,0	€1	бурусская	62,70	0,20	0,74	0,20	32,30	2,20	1,30	ИП
Нижнетунгусская	6	3197,0-	3272,0	€1	бурусская	71,66	0,12	0,59	1,68	23,30	2,20	-	ИП,свеча 1
Нижнетунгусская	6	3243,0-	-	€1	бурусская	43,38	0,06	0,50	0,78	50,59	4,67	-	ИП
Чисковская	290	3466,4-	3543,5	€1	бурусская	80,64	1,26	0,29	0,08	17,74	-	-	ИП
Горизонт подсолевой													
Нижнетунгусская	6	2730,0-	-	€1	сурингдаконская	11,86	0,02	-	-	52,31	35,70	-	ИП
Западно-Ногинская	1	2533,0-	-	€1	сурингдаконская	5,00	0,09	0,03	0,09	7,70	87,30	-	устье
Горизонт сухотунгусский													
Пойменная	2	2673,0-	-	€1	булайская	48,55	0,19	0,31	-	34,32	16,60	-	ИП
Таначинская	1	2742,0-	2793,0	€1	булайская	74,30	0,00	-	0,40	24,80	0,40	-	в колонне
Вакунайская	2	2247,0-	2320,0	€1	дельтулинская	74,67	0,26	0,15	0,14	14,22	-	10,56	ИП
Горизонт дельтулинский													
Кочумдекская	2	2486,0-	2500,0	€1	дельтулинская	43,92	0,27	-	0,08	5,26	50,30	-	ИП,из труб
Тунгусская	1	2888,0-	-	€1	дельтулинская	65,50	1,60	-	0,30	28,65	-	0,37	на устье
Восточно-Ногинская	1	1717,0-	1797,0	€1	дельтулинская	5,71	0,19	-	-	2,56	78,20	12,72	ИП,свеча 1
Западно-Малькитконская	216	2550,0-	-	€1	дельтулинская	52,61	0,00	-	0,34	34,45	11,80	-	устье,забойная пачка
Западно-Ногинская	1	2023,0-	-	€1	дельтулинская	0,10	0,00	-	-	3,30	96,58	-	устье,забойная пачка
Намурская	1	2410,0-	2502,0	€1	дельтулинская	43,60	0,00	-	0,31	21,39	34,43	-	ИП
Намурская	1	2100,0-	2128,0	€1	дельтулинская	76,70	0,00	-	0,23	23,07	-	-	ИП,свеча 1
Кочумдекская	2	2450,0-	2488,0	€1	дельтулинская	38,44	0,25	0,10	-	21,42	39,59	-	ИП
Верхнеминдинская	1	2967,0-	3003,0	€1	дельтулинская	32,08	0,05	0,20	-	28,35	36,06	-	ИП,свеча 3
Пойменная	2	2505,0-	2582,0	€1	дельтулинская	72,40	0,16	0,22	0,24	34,56	-	-	ИП,свеча 1
Анакитская	1	1965,0-	-	€1	дельтулинская	52,39	4,85	0,04	0,06	9,20	33,30	-	на выкиде
Горизонт таначинский													
Вакунайская	2	1916,0-	2012,7	€1-2	таначинская	53,58	0,17	0,46	1,23	44,40	-	-	ИП,свеча 1
Сухотунгусская	4	840,0-	893,0	€1-2	таначинская	50,50	6,35	0,03	-	5,60	36,50	-	устье
Тунчанская	1	2100,0-	-	€2	таначинская	1,38	0,11	-	0,38	16,42	76,78	-	устье,перелив
Тунгусская	1	2742,0-	2793,0	€1-2	таначинская	79,10	0,00	-	0,55	19,25	1,10	-	пробоотборник ГП-4
Моктаконская	6	2041,0-	2041,0	€2	таначинская	11,75	0,00	-	0,04	2,66	85,19	-	устье,забойная пачка
Таначинская	5	1980,0-	1988,0	€1-2	таначинская	70,86	4,58	0,09	-	11,03	13,86	-	ИП
Пойменная	2	2052,0-	2095,0	€1-2	таначинская	33,48	0,00	0,05	0,06	53,13	-	-	ИП,свеча 1
Моктаконская	2	2078,0-	-	€1-2	таначинская	6,30	0,13	0,00	0,07	86,38	2,52	-	на устье
Таначинская	1	2189,0-	2266,0	€1-2	таначинская	71,42	4,82	0,03	0,57	10,86	12,33	-	ИП
Моктаконская	3	1989,0-	-	€2	таначинская	11,63	0,77	0,02	-	48,45	28,75	-	на устье
Анакитская	1	1430,0-	1470,0	€2	летнинская	75,40	11,89	0,07	0,21	12,42	-	-	пробоотборник ПД-3
Таначинская	1	2002,0-	-	€2	летнинская	64,30	1,94	0,02	0,02	11,44	23,34	-	ИП

Ордовикско-девонский водоносный комплекс

Ордовикские, силурийские и девонские отложения повсеместно распространены на территории Курейской синеклизы их объединяют в единый комплекс.

Мощность ордовикских отложений составляет 300-400 м, увеличиваясь в зонах интенсивного ордовикского палеопрогибания до 700-900 м в центральных районах Курейской синеклизы [206]. В разрезе ордовика преобладают глинистые карбонаты и мергели. Известняки и доломиты встречаются в нижнем и частично верхнем ордовике, а пачки песчаников мощностью до 100-120 м приурочены к верхней части нижнего ордовика и среднему ордовика [138,143].

Рассолоносные горизонты – коллекторы ордовикских отложений приурочены к карбонатно-терригенным породам усть-мундуйской, холокитской, чунской свит в нижнем ордовике и к горизонтам песчаников в байкитской, туринской, бабкинской, нерундчанской, усть-столбовой, криволукской свит среднего ордовика (Таблица 3).

Региональным распространением и наибольшей водообильностью выделяется поровый водоносный горизонт байкитских песчаников. Для байкитского горизонта гранулярных коллекторов мощность песчаников достигает 100 м, а наиболее часто встречаемые значения пористости составляют 8-12 %. В восточной части территории в основании нижнего ордовика выявлены холокитские песчаники мощностью до 40 м. Их пористость меняется от 4 до 25 % (Таблица 14). Горизонт песчаников байкитской свиты вскрыт в Ирбуклинской скважине 1, Среднетаймуринской 272, Вакунайской 2 и других. Дебиты полученных притоков воды в скважинах составили 9-600 м³/сут. В восточной части территории в основании нижнего ордовика выявлены холокитские песчаники.

Таблица 14 – Фильтрационные свойства водоносных горизонтов Вожев, 2006 [56]

Резервуар, комплекс, горизонт	Пористость, %		Проницаемость, * 10 ⁻³ мкм ²		Дебит, м ³ /сут	СДУ, м
	по керну	расчетная	по керну	расчетная		
Верхнепалеозойский	15.0	25.0	10-500	-	-	-
Байкитский	3.3	17.0	0.01-68.0	<u>0.3-380</u> 83	<u>18-931</u> 236	<u>270-1000</u> 620
Верхнекостинский	4.0	17.0	0.01-75.0	<u>1.3-316</u> 52	<u>11-2477</u> 349	<u>128-2400</u> 962
Сухотунгский	2.6	8.0	-	<u>0.001-4</u> <u>1.5</u>	<u>20-233</u> 93	1497
Подсолевой	2.8	6.5	-	<u>46-156</u> 119	<u>403-538</u> 488	<u>682-864</u> 763
Кочумдекский	3.2	7.2	-	<u>0.4-56</u> 28	<u>17-79</u> 50	<u>930-1202</u> 1085
Нижнетунгусский	5.3	10.6	-	<u>1.0-2.0</u> 1.4	<u>41-492</u> 196	<u>930-1792</u> 1252
Ванаварский	5.0	25.0	-	<u>4.1-127</u> 54	<u>0.2-189</u> 23	<u>825-1140</u> 994
Рифейский	0.2	13.4	10-43	<u>0.1-670</u> 50	<u>1-700</u> 41	<u>330-1600</u> 883

На севере Курейской синеклизы достаточно уверенные признаки флюидонасыщенности песчаников среднего ордовика выявлены в скважинах Ледянская 358 и Ледянская 2. В последней в гравелитах с гематитовым цементом и песчаниках из интервала 902,0-923,0 м в порах отмечена густая черная нефть со слабым характерным запахом. В той же скважине по ГИС в интервале 925,5-963,0 м (кунтыкахинская свита) фиксируется заметное снижение значений кажущегося удельного сопротивления, что может быть интерпретировано как следствие насыщения порового коллектора рассолами (Таблица 15).

Таблица 15 – Водоносность отложений ордовикско-девонского комплекса Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Сис-тема	Свита	При-ток	Дебит, м ³ /сут/ Н _д , м	Р _{пл} , МПа/ Т _{пл} , °С	Условия отбора
Тунгусская (Большепорожская)	1	2264 - 2387	О, СЗ	усть-пелятчинская	В	20,4/2223,0	-	ИП
Ирбуклинская	1	2240 - 2250	О2	усть-стобовая	В	88/980,0	21,5/-	колонна
Средне-таймуринская	272	1402 - 1431	О2	усть-стобовая, байкитская	В	36/838,0	15,19/-	ИП
Нижнетунгусская	6	1342 - 1394	О2	неручандская, байкитская	Ф	282,5/521,0	12,79/-	ИП
Вакунайская_Кр	2-Кр	1197 - 1265	О2	байкитская	В	0,35/-	11,86/-	ИП
Намурская	277	1181 - 1267	О2	усть-стобовая, байкитская	В	149,4/268,0	12,59/-	ИП
Анакитская	1	1163 - 1171	О2	байкитская	В	1,44/-	15,68	колонна, перелив, ГФ-3,4 м ³ /сут
Анакитская	1	1132 - 1136	О2	неручандская	В	2,80/-	14,70	колонна, перелив, ГФ-2,8 м ³ /сут
Онекская	1	2174 - 2264	О2	усть-стобовая, байкитская	В	28,8/-	22,1/-	ИП
Сурингдаконская	2	1025 - 1119	О2	байкитская	В	617/340	-	ИП
Учаминская	1	1457	О2	байкитская	В	360/-	-	на устье
Ногинская	1	1038 1067	О2	байкитская	В	17,5/440	12,7/14	на устье
Ногинская	1	1069 1098	О2	байкитская	В	22,8/419	12,8/14	на устье
Ногинская	1	1086 1098	О2	байкитская	В	9/635	12,3/15	на устье
Ногинская	1	806 846	С1	дьявольская	В	9,8/650	-/9	ИП
Ледянская	358	851 -	С1	венлокский	В	1800-2400/-	-/-	перелив
Ледянская	3к	673 670	С1	венлокский	В	480-1920/-	-/-	перелив
Болготохская	1	1596 1628	С1	венлокский	В	95/315/300	-/36,0	самоизлив с газом
Болготохская	1	1540 1550	С2	лудловский	В	84/650/300	-/35,1	колонна, разгазированный
Болготохская	1	648 667	Д	-	В	24/290	-	колонна

Площадь распространения силурийских отложений по сравнению с ордовикскими сужается на юге и юго-востоке территории. На юге их мощность не превышает 100-200 м, увеличиваясь к центральным и северным районам до 600-900 м [138,139]. Породы представлены преимущественно глинистыми карбонатами и мергелями с прослоями

органогенных известняков и доломитов в верхней части венлокского и, реже, лландоверийском ярусах нижнего силура. В силурийских отложениях коллекторские рассолоносные горизонты установлены в дьявольской, валецкой, чалбышевской свитах нижнего силура и нимдинской свиты верхнего силура. Они выявлены по результатам опробования, откачками и ГИС скважин на северо-западе Сибирской в Южно-Тунгусской и Северо-Тунгусской НГО [144].

На севере синеклизы одним из наиболее продуктивных интервалов разреза является хакомская свита венлока (нижний силур). Перелив горько-соленой воды (дебит 20-80 м³/час) удельным весом 1,01 г/см³, прозрачной, бесцветной, с запахом сероводорода, с каплями малют зафиксирован в скважине Ледяная 3 из органогенных доломитов хакомской свиты в интервале 670,0-673,0 м. Ниже, в интервале 680,0-700,0 м по той же скважине в мелкозернистых доломитах хакомской свиты, обнаружены примазки черных битумов на стенках трещин и стилолитовых швах. При забое 851,0 м наблюдалось водопоявление из пласта кавернозного доломита венлока (скважина Л-358) горько-соленого рассола с удельным весом 1,05 г/см³. Расчетный дебит 1800-2400 м³/сут (Таблица 15).

Девонские отложения изучены в центральных и северных районах Курейской синеклизы и на юго-западе. Их мощность в сумме обычно составляет от 100-200 до 300-400 м. В направлении к центральным и северным районам синеклизы мощность девона возрастает, достигая на крайнем северо-западе 1000 м. Породы девона представлены в основном глинистыми карбонатами пачками чистых известняков и пластами гипсов, ангидритов и, реже, каменной соли [139].

В целом девонские отложения служат региональным флюидоупором для ордовикско-девонского водоносного комплекса. Они представляют собой сложную покрывку, которая содержит локальные водоносные горизонты. Наиболее часто встречается каларгонский горизонт. Он изучен в северной части Турухано-Норильского района (Норильский район) [50].

Для западных районов характерна высокая энергия флюидов: пластовые давления на 20-40 % превышают условные гиростатические в силурийских отложениях и до 10 % в ордовикских в центральной части синеклизы. Наблюдались переливы на устье скважин, выбросы, фонтанирование на Кирамкинской, Вивинской, Туринской, Учаминской, Вехнимдинской, Ясенгской, Холминской, Усть-Дельтулинской, Таначинской, Малкитконской, Ланчакской (Таблицы 16, 17).

Химический состав ордовикско-девонского водоносного комплекса разнообразный, поскольку вмещает в себя воды седиментационного и инфильтрационного генезиса и их смешения. Гидрогеохимический тип по Сулину меняется от Cl-Ca, Cl-Mg до SO₄-Na, HCO₃-Na.

Таблица 16 – Характеристика химического состава подземных вод ордовикско-девонского водоносного комплекса (по данным глубокого бурения) Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Система	Свита	Плотность флюида, г/см ³	Состав вод	Тип воды (В.А. Сулин)	Минерализация, г/дм ³	Генетические коэффициенты			Генезис подземных вод
									rNa/rCl	Cl/Br	Ca/Cl	
Анакитская	1	1132,0 - 1136,0	O2	неручандская	1,19	Cl-NaCa	Cl-Ca	234,2	0,37	51,8	0,36	седиментационные
Анакитская	1	1163,0 - 1171,0	O2	байкитская	1,21	Cl-NaCa	Cl-Ca	294,7	0,31	51,8	0,31	седиментационные
Вакунайская	2	1197,0 - 1265,0	O2	байкитская	1,22	Cl-NaCa	Cl-Ca	359,8	0,34		0,31	седиментационные
Вивинская	1	1500,0 - 1575,0	O2	усть-столбовая, байкитская, бабкинская	1,15	Cl-NaCa	Cl-Ca	223,2	0,28	5,4	0,31	седиментационные
Ирбуклинская	1	2240,0 - 2250,0	O2	усть-столбовая, байкитская	1,23	Cl-NaCa	Cl-Ca	330,6	0,43		0,29	седиментационные
Ирбуклинская	1	2334,0 - 2439,0	O2,O1-Є3	байкитская, усть-мундуйская	1,20	Cl-NaCa	Cl-Ca	274,8	0,35	54,3	0,30	седиментационные
Кочумдекская	1	1298,0 - 1338,0	O2	неручандская, байкитская	1,08	Cl-CaNa	Cl-Ca	103,2	0,55		0,29	седиментационные
Моровская	1	1001,0 - 1030,0	O2, O1	бабкинская, холокитская	1,21	Cl-CaNa	Cl-Ca	161,7	0,50	94,0	0,23	седиментационные
Нижнетунгусская	1	1038,0 - 1067,0	O2	неручандская	1,24	Cl-NaCa	Cl-Ca	326,1	0,37	57,3	0,26	седиментационные
Онекская	1	2174,0 - 2264,0	O2	неручандская, усть-столбовая, байкитская, усть-мундуйская	1,17	Cl-Ca	Cl-Ca	217,4	0,00	71,6	0,41	седиментационные
Тунгусская	1	2264,0 - 2387,0	O1-Є3,Є3	усть-мундуйская, усть-пеляткинская	-	Cl-Ca	Cl-Ca	266,0		437,6	0,17	седиментационные
Туринская	2	2717,0 - 2800,0	O1-Є3	усть-мундуйская	-	Cl-NaCa	Cl-Ca	352,6	0,38		0,33	седиментационные
Туринская	2	- - 2600,0	O2	бабкинская	1,23	Cl-NaCa	Cl-Ca	326,6	0,45	211,2	0,30	седиментационные
Тэтэнчиминская	1	- - 1503,0	O	-	1,09	Cl-CaNa	Cl-Ca	118,8	0,60		0,21	седиментационные
Тэтэнчиминская	1	- - 1632,0	O	-	1,19	Cl-Ca	Cl-Ca	300,0	0,09		0,50	седиментационные
Учаминская	1	- - 1650,0	O1-Є3	усть-мундуйская	1,15	Cl-NaCa	Cl-Ca	202,4	0,39	71,6	0,36	седиментационные
Южно-Пясинская	1	960,0 - 990,0	O2	чуньская		Cl-CaNa	Cl-Ca	54,0	0,68	118,0	0,13	седиментационные
Болгохтохская	1	1596,0 - 1628,0	S	дьявольская	1,00	Cl-CaNa	Cl-Ca	52,9	0,68	199,7	0,13	седиментационные
Верхненимдинская	1	1553,0 - 1615,0	S2	нимдинская	1,24	Cl-NaCa	Cl-Ca	319,4	0,37	77,6	0,26	седиментационные
Кирамкинская	1	465,0 - 1848,0	S2	нимдинская	-	Cl-CaNa	Cl-Ca	266,7	0,52		0,27	седиментационные
Нижнетунгусская	1	806,0 - 845,0	S	дьявольская, нимдинская	1,17	Cl-NaCa	Cl-Ca	255,6	0,46	63,1	0,27	седиментационные
Болгохтохская	1	1214,0 - 1225,0	D	курейская	-	Cl-CaNa	Cl-Ca	33,8	0,69	191,0	0,13	седиментационные
Туринская	2	- - 1200,0	D1	нимская	1,08	Cl-CaNa	Cl-Ca	115,8	0,74	192,6	0,16	седиментационные

Таблица 17 – Характеристика химического состава подземных вод ордовикско-девонского комплекса Курейской синеклизы (по данным колонкового бурения)

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Сис-тема	Свита	Плотность флюида, г/см ³	Минерализация, г/дм ³	Состав вод	Тип вод (В.А. Сулин)	Генетические коэффициенты			Генезис подземных вод
									rNa/rCl	Cl/Br	Ca/Cl	
Ногинская	1	1038,0 - 1067,0	O	неручандская, байкитская	1,22	312,0	Cl-Na Ca	не определен	0,4	59	0,2	Смешанные (седиментационно/инфильтрационные)
Южно-Пясинская	1	- - 1000,0	O2	чуньская	-	52,8	Cl-Na		0,7	112	0,1	
Западно-Ногинская	5	980,0 - 984,0	S2	нимская	1,01	16,9	Cl-NaCa		0,5	94	0,3	
Ясенгская	3	708,0 - 780,0	S	нимдинская, дьявольская	1,20	279,8	Cl-NaCaMg		0,4	66	0,2	
Холминская	8	- - 1209,0	S2	окуневская	1,00	1,8	Cl-CaNa		0,4	65	0,4	
Верхненимдинская	10	- - 1102,0	S2	нимдинская	1,00	2,3	Cl-CaNa		0,4	54	0,5	
Максимовская	4	- - 1345,0	S		1,04	53,0	Cl-CaNa		0,4	80	0,3	
Верхненимдинская	4	- - 1082,0	D2	тынепская	1,00	0,9	Cl-CaNa		0,4	63	0,3	
Дельгулинская	3	- - 1107,0	D1	нимская	1,00	1,0	ClSO4-Ca Na		0,7	90	0,4	
Некондаконская	1	- - 1231,0	D	каларгонская, трапп	1,00	0,1	HCO3-Ca		1,9	7	2,4	
Верхненимдинская	13	- - 1295,0	D1	нимская	1,00	1,4	Cl-CaNa		0,5	69	0,3	

Состав вод хлоридный, сульфатный, гидрокарбонатный с пестрым катионным составом и минерализацией до 370 г/дм^3 . Значение генетического коэффициента $g\text{Na}/g\text{Cl}$ изменяются от 0,05 и выше. Водоносные горизонты залегают на различных глубинах от 30 до 2800 м (Таблица 16, 17). Газовый состав водорастворенных газов изменяется от метанового до метаново-азотного и азотно-метанового с содержанием ТУ до 3 % (Таблица 18). Изотопный состав углерода метана определен в Анакитской 1 из криволукского яруса среднего ордовика и соответствует $\delta^{13}\text{C CH}_4$ -34,9. На основании приведенных данных в ордовикских и силурийских отложениях, в центральной и северной части территории прогнозируется распространение крепких рассолов хлоридного натриево-кальциевого, кальциево-натриевого состава.

Верхнепалеозойско-нижнетриасовый водоносный комплекс

Верхнепалеозойские отложения пользуются практически сплошным распространением в пределах Тунгусской синеклизы (исключая отдельные участки бортовых зон, размытые посттриасовой денудацией). Они представлены сероцветными преимущественно безкарбонатными разномерными песчаниками, алевролитами и аргиллитами с пластами угля и иногда слоями конгломератов. Общая мощность терригенной толщи составляет 400-500 м. К востоку это значение сокращается до 250 м, а вблизи западного борта, наоборот, увеличивается до 1000 м и более. Локальные резервуары установлены в известняках нижнего карбона и песчаниках среднего-верхнего карбона и перми. Коллекторские свойства пород удовлетворительные. Пористость меняется от 10 до 25 % в песчаниках и от 5 до 11 % в известняках [33].

Триасовые образования подверглись частичному размыву в результате перерыва, начавшегося в конце триаса и продолжающегося вплоть до настоящего времени, значительно сильнее, чем верхнепалеозойские, особенно в южной части региона, где они не сохранились или их мощность сильно сокращена. Триасовый разрез представлен мощной толщей туфогенно-эффузивных пород основного состава, среди которых на северо-западе и крайнем северо-востоке присутствуют щелочные и ультраосновные разности. Остаточная мощность пород триаса изменяется от первых сотен метров на бортах и в южной части Тунгусской синеклизы до 2 км в ее центральной зоне к северу от широтного течения р. Нижняя Тунгуска. Максимальная мощность, достигающая 3 км, фиксируется на крайнем северо-западе синеклизы, где более 90 % разреза составляют базальты, тогда как в более южных и восточных районах нижняя часть триасовой толщи практически полностью сложена туфогенно-осадочными и туфогенными породами мощностью 300-600 м, перекрытыми лавовыми покровами базальтов [195].

Таблица 18 – Химический состав свободных и водорастворенных газов ордовикско-девонского комплекса Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система	Свита	CH ₄ , % об.	ТУ	He, % об.	Ar, % об.	H ₂ , % об.	O ₂ , % об.	N ₂ , % об.	CO ₂ , % об.	Тип газа	Условия отбора
Ирбуклинская	1	2334,0	2439,0	O2, O1-Є3	байкитская, усть-мундуйская	90,24	1,12	0,10	0,09	0,07	-	8,50	0,08	P	ИП, спонтанный газ
Ирбуклинская	1	2334,0	2439,0	O2, O1-Є3	байкитская, усть-мундуйская	84,64	1,61	0,09	-	0,32	-	12,94	0,38	P	δ 13C= -32,8 ‰
Вакунайская	2	1197,0	1265,0	O2	байкитская	61,36	0,34	0,24	-	0,17	-	37,89	-	P	ИП, из труб
Анакитская	1	1132,0	1136,0	O2	неручандская	77,46	15,29	0,05	-	0,05	0,20	7,00	-	P	ПД-3, газовый фактор 2,4 м ³ /м ³
Болгохтохская	1	1596,0	1628,0	S	дьявольская	53,20	0,00	-	-	0,00	-	45,20	-	P	ИП, газонасыщенность 0,4 см ³ /л
Восточно-Малькитконская	2	1231,0	-	S	дьявольская	72,00	18,90	-	-	-	-	3,40	-	P	ИП
Максимовская	4к	1345,0	-	S	-	80,40	2,36	-	-	0,03	-	16,51	0,68	C	на устье
Ирбуклинская	1	1741,0	1952,0	D,S	тынепская, нимская, нимдинская, дьявольская	86,48	0,35	-	0,04	-	-	12,50	0,40	P	ИП
Верхненимдинская	4к	1023,1	-	D2	тынепская	85,59	0,02	-	-	0,02	-	12,72	-	P	устье, самоизлив
Ясенгская	3к	525,0	-	D2	тынепская	75,00	0,41	0,15	-	-	2,57	15,20	0,28	C	на устье

Верхнепалеозойский комплекс обладает наиболее емкими коллекторами и высокими значениями фильтрационных параметров (Таблица 14). Фильтрационно-емкостные свойства водоносных горизонтов терригенных и карбонатных отложений нижнего палеозоя определяются, главным образом, интенсивностью насыщения разреза интрузиями. Характеристика комплекса приведена по данным колонкового бурения. В процессе бурения скважин из отложений карбона, перми и триаса, отмечены многочисленные водопроявления, доходившие до фонтанирования с дебитами перелива от 0,5 до 250 м³/сут. Наиболее высокая водопроницаемость пород установлена в терригенных резервуарах на расстоянии, не превышающем 50 м от экзоконтактов интрузивных тел, а в карбонатных порово-каверново-трещинных горизонтах – в 120-200 метровой зоне влияния интрузий [58,126].

Водоносные горизонты залегают на различных глубинах от 10 до 1200 м. Химический состав водоносных горизонтов комплекса разнообразный, поскольку вмещает в себя воды межпластовых перетоков седиментационного генезиса и инфильтрационного генезиса и их смешения. Гидрогеохимический тип по Сулину меняется от Cl-Ca, Cl-Mg до SO₄-Na, HCO₃-Na, но преимущественно имеет Cl-Ca тип. Состав вод хлоридный, сульфатный, гидрокарбонатный с пестрым катионным составом и минерализацией от 50 до 370 г/дм³. Значение генетического коэффициента $r_{Na/rCl}$ изменяются от 0,05 и выше (Таблица 19). Газовый состав водорастворенных газов изменяется от метанового до азотно-метанового с содержанием CO₂ до 7 %, He до 0,8 % и H₂ до 1,5 % (Таблица 20). Для западных и центральных районов (вдоль реки Нижняя Тунгуска) характерна высокая энергия флюидов, которая подтверждается переливами на устье колонковых скважин, выбросами воды, водопроявлениями в процессе бурения по профилю Тура – Тутончаны, на Аллюнской, Верхненимдинской, Ясенгской, Таймуринской, Большепорожской, Дельтулинской, Усть-Дельтулинской и других площадях. Пластовые давления не измерены. Из песчаников верхнего палеозоя в процессе проводки скважин на Аллюнской, Эксовской и Тутончанской площадях и по профилям Тура – Виви и Виви – Тутончаны на устье возникали переливы рассолами дебитом до 500 м³/сут. При откачке из Туринской гидрогеологической скважины дебит рассолов составил 68.2 м³/сут при понижении на 8,4 м (Таблица 21).

В целом, для Курейской синеклизы характерно существенное влияние на обводненность пород глубины предкембрийского размыва, блоковой тектоники, трещиноватости и палеокарста. Установлены закономерности локализации коллекторов в контактовых зонах интрузий: отмечено практически повсеместное распространение высоконапорных водоносных горизонтов на контакте с телами долеритов. При проходке скважинами контактовых зон долеритовых интрузий на юго-западе Курейской синеклизы установлены поглощающие горизонты.

Таблица 19 – Характеристика химического состава пластовых вод верхнепалеозойского комплекса по данным глубокого бурения Курейской синеклизы

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система	Плотность флюида, г/см ³	рН	Минерализация, г/дм ³	Состав вод	Тип вод (В.А. Сулин)	Генетические коэффициенты			Генезис подземных вод
										Na/Cl	Cl/Br	Ca/Cl	
Пайгинская	6	-	688	P-C	1,0	7,4	40,7	Cl-Na	ClCa	0,82	52,8	0,02	седиментационные
Тунгусская	1	425	906	P-C	1,11	5,5	199,4	Cl-Na	ClCa	0,98		0,13	седиментационные
Тунгусская	1	-	1037	P-C	1,19	-	270,6	Cl-NaCa	ClCa	0,33	110,1	0,37	седиментационные
Тутончанская	1	102	107	P-C	1,0	6,6	0,2	HCO ₃ -NaCa	HCO ₃ Na	2,61	142,0	1,91	инфильтрационное
Тутончанская	1	-	140	P-C	1,0	8,0	0,3	HCO ₃ -NaCa	HCO ₃ Na	1,65	20,8	1,64	инфильтрационное
Болгохтохская	1	661	667	PZ		7,0	10,5	Cl-NaCa	ClCa	0,41	225,5	0,34	седиментационные
Западно-Ногинская	6	-	1000	PZ2	1,24	-	356,6	Cl-CaNa	ClCa	0,44		0,24	седиментационные
Западно-Ногинская	6	-	1019	PZ2	1,26	-	355,3	Cl-CaNa	ClCa	0,45		0,23	седиментационные

Таблица 20 – Характеристика свободных и водорастворенных газов верхнепалеозойского комплекса Курейской синеклизы (по данным колонкового бурения)

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система	Свита	CH ₄	ТУ	He	Ar	H ₂	O ₂	N ₂	CO ₂	Тип газа	Условия отбора
						% об.									
Верхненимдинская	14	971,0	981,0	C2-3	анакитская	95,63	-	-	-	-	-	4,24	-	P	устье
Чемдальская	10	322,4		C2-3	-	31,62	0,01	-	-	0,13	-	68,24	-	P	Приз-2
Чемдальская	10	226,0	255,0	-	-	30,58	-	0,13	-	0,11	-	69,31	-	P	устье, самоизлив
Нируканская	1	640,0	650,0	C	джалтулинская	87,13	0,63	0,03	-	0,14	-	11,70	0,13	P	на устье
Верхненимдинская	14	971,0	981,0	C2-3	анакитская	46,20	-	0,11		0,01	9,67	52,40	-	C	на устье
Верхненимдинская	6	668,0		P1	бургуклинская	28,58	-	-	-	-	-	71,40	-	P	на устье
Верхненимдинская	4	667,0	670,0	P1	бургуклинская	67,92	14,72	-	-	0,01	-	17,33	-	P	ВПП-300
Аллюнская	4	450,0	465,0	P2	дегалинская	86,24	2,50	-	-	0,65	-	12,26	-	C	устье, газонасыщенность 2,07 см ³ /л
Тура-Тутончаны профиль	45	320,0	491,0	P2	пелятчинская, бургуклинская	40,77	0,53	0,73	-	1,57	-	56,37	-	P	Приз-2
Аллюнская	1	596,0	-	P2	пелятчинская	53,29	-	0,15	-	0,39	-	38,46	7,86	P	устье, самоизлив
Аллюнская	14	460,0	580,0	P2	пелятчинская	63,30	-	0,14	-	-	-	29,90	0,40	C	устье
Тура-Тутончаны профиль	44	415,0	-	P2	пелятчинская	63,58	1,12	0,70	-	0,43	-	34,17	-	C	устье
Аллюнская	1	505,0	-	P2	пелятчинская	75,85	0,40	0,57	-	0,55	2,20	21,00	-	C	устье
Верхненимдинская	4	470,6	472,0	P2	пелятчинская	78,83	0,06	-	-	-	1,62	18,61	-	P	устье, самоизлив
Аллюнская	4	450,0	465,0	P2	дегалинская	87,25	2,00	-	-	0,65	-	10,11	-	P	устье, самоизлив
Тура-Тутончаны профиль	14	460,0	580,0	P2	дегалинская	63,30	1,30	-	-	-	-	29,90	0,40	P	устье, самоизлив
Тура-Тутончаны профиль	45	-	491,0	P2	пелятчинская, бургуклинская	38,40	0,50	0,72	-	1,48	1,22	58,40	-	P	Приз-2
Верхненимдинская	2	566,0	568,0	P3	дегалинская	23,57	-	-	-	-	-	63,37	-	P	устье, самоизлив
Северная	1	291,0	395,0	T,P	тутончанская, дегалинская	18,03	0,07	-	-	0,02	-	79,16	2,72	C	устье
Курейская	6	160,0	170,0	T1-PZ3	-	94,79	-	0,31			-	4,82		C	устье, самоизлив
Курейская	6	160,0	170,0	T1-PZ3	-	86,67	-	-	-	-	-	11,71	1,62	P	устье, самоизлив
Курейская	4	90,0	-	T1-PZ3	-	91,03	-	-	-	-	-	8,15	0,83	C	устье, самоизлив
Аллюнская	28	400,0	-	T1-PZ3	интрузия	75,00	0,40	0,12	0,39	-	0,30	24,30	-	C	устье
Курейская	3	220,0	-	T1-PZ3	-	91,84	0,03			-	-	8,10	-	P	устье
Курейская	6	270,0	-	T1-PZ3	-	99,37	0,03	-	-	-	-	0,50	-	P	устье
Тура-Тутончаны профиль	2	56,0	-	T1	корвучанская	72,93	0,34	0,16	-	-	0,54	25,30	0,90	C	устье, самоизлив
Тура-Тутончаны профиль	2	-	98,0	T1	корвучанская	78,47	2,67	0,08	-	-	-	18,25	0,61	P	Приз-2

Таблица 21 – Характеристика химического состава пластовых вод верхнепалеозойского комплекса (по данным колонкового бурения) Курейской синеклизы*

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система, отдел	Свита	Плотность флюида, г/см ³	pH	Минерализация, г/дм ³	Состав вод	Тип воды (В.А. Сулин)	Генетические коэффициенты		Генезис подземных вод
		rCl/rNa	Ca/Cl										
Чемдальская	10	226,0	255,0	C1	катангская	-	7,2	27,93	Cl-Na	Cl-Ca	0,92	0,04	смешанные
Маршрутнинская	7	-	20,0	C1	джалтулинская	-	6,5	0,26	HCO3-NaMgCa	SO4Na	2,24	2,00	инфильтрационные
Верхненимдинская	6	-	731,0	C2-3	анакитская	0,994	7,6	0,36	Cl-NaCa	не определен	0,48	0,35	инфильтрационные
Западно-Ногинская	4	-	688,0	C2-3	анакитская	0,995	7,4	1,06	Cl-NaCa	не определен	0,53	0,35	смешанные
Западно-Ногинская	3	860,0	870,0	C2-3	анакитская	0,995	7,2	0,13	HCO3-MgCa	ClMg	0,99	2,14	инфильтрационные
Ясенгская	3	358,0	360,0	C	анакитская	1,094	6,36	136,22	Cl-Na	ClCa	0,93	0,05	смешанные
Верхненимдинская	14	971,0	981,0	C2-3	анакитская	1,015	6,8	25,19	Cl-NaCa	не определен	0,47	0,31	смешанные
Верхненимдинская	10	490,0	495,0	C2-3	анакитская	0,995	6,9	0,76	SO4Cl-CaNa	не определен	0,81	0,45	смешанные
Ванаварская	1	367,1	425,4	P-C	-	1,006	6,0	13,53	Cl-NaCa	не определен	0,43	0,32	смешанные
Дулькумская	4	85,0	-	P-C	-	0,993	8,25	0,16	ClSO4-CaMg	не определен	0,05	1,17	седиментационные
Усть-Дельтулинская	3	-	227,0	P-C	-	-	8,0	0,29	ClSO4-NaCa	SO4Na	1,29	0,76	смешанные
Дельтулинская	3	234,0	250,0	P1	бугуклинская	0,994	7,25	1,39	SO4Cl-NaCa	не определен	0,70	0,46	смешанные
Южно-Пойменная	1	-	425,0	P1	бугуклинская	0,991	7,8	0,54	HCO3Cl-Na	HCO3Na	1,21	0,12	инфильтрационные
Большепорожская	1	186,0	-	P1	бугуклинская	1,067	5,2	101,54	Cl-Na	ClCa	0,79	0,12	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	46	70,0	156,0	P2,P1	пелятчинская, бургуклинская	1,000	6,4	3,82	Cl-NaCa	не определен	0,51	0,34	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	29	427,0	440,3	P1	бугуклинская	-	6,0	25,32	Cl-NaCa	не определен	0,44	0,26	смешанные
Аллюнская	1	506,0	880,0	P2-P1	-	1,226	5,0	323,56	Cl-NaCa	ClCa	0,32	0,37	седиментационные
Большепорожская	3	171,0	500,0	P1	бугуклинская	-	-	186,21	Cl-Na	ClCa	0,80	0,05	седиментационные
Аллюнская	1	-	750,0	P1	-	-	4,0	322,18	Cl-Ca	Cl-Ca	-	0,38	седиментационные
Аллюнская	1	-	847,0	P1	-	-	4,0	265,85	Cl-Ca	Cl-Ca	-	0,37	седиментационные
Усть-Дельтулинская	1	-	1107,0	P1	бугуклинская	-	7,6	0,50	SO4Cl-CaNa	HCO3Na	1,06	0,30	инфильтрационные
Тура-Тутончаны профиль	33	-	162,0	P2	пелятчинская	1,000	8,1	1,22	Cl-Na	не опред	0,85	0,13	седиментационные
Дельтулинская	5	-	340,0	P2	пелятчинская	0,992	8,0	0,11	HCO3-NaMgCa	SO4Na	3,38	3,88	инфильтрационные
Дельтулинская	1	10,0	90,0	Q,P2	пелятчинская	0,995	5,03	0,19	ClSO4-NaCa	SO4Na	1,40	0,90	смешанные
Верхненимдинская	9	-	625,5	P2	пелятчинская	0,995	7,0	0,18	HCO3Cl-CaNa	не опред	0,87	0,28	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	33	-	162,0	P2	пелятчинская	-	7,1	1,55	Cl-CaNa	не опред	0,66	0,31	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	44	410,0	420,0	P2	пелятчинская	1,230	4,0	346,22	Cl-CaNa	ClCa	0,69	0,15	седиментационные
Ванавара, посёлок	3	-	410,0	P2	пелятчинская	0,995	7,7	0,06	SO4Cl-NaCa	не определен	0,39	0,58	смешанные
Верхненимдинская	4	116,0	118,0	P2	дегалинская	0,995	7,4	0,59	Cl-CaNa	не определен	0,67	0,22	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	26	100,0	415,9	P2	дегалинская	1,000	5,0	3,71	Cl-NaCa	не определен	0,41	0,32	смешанные
Аллюнская	1	505,0	585,0	P2	дегалинская	1,221	5,0	312,10	Cl-NaCa	Cl-Ca	0,37	0,35	седиментационные
Аллюнская	4	450,0	465,0	P2	дегалинская	1,214	4,0	291,30	Cl-NaCa	ClCa	0,24	0,42	седиментационные
Тура-Тутончаны профиль	19	-	559,0	P2	дегалинская	1,167	-	221,19	Cl-NaCa	ClCa	0,25	0,42	седиментационные
Тура-Тутончаны профиль	26	75,0	100,0	P2	дегалинская	1,003	6,8	3,94	Cl-NaCa	не определен	0,41	0,32	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	27	-	380,0	P2	дегалинская, интрузия	1,204	6,0	304,99	Cl-CaNa	ClCa	0,47	0,27	седиментационные
Тура-Тутончаны профиль	47	245,0	407,0	T1,P,C	корвучанская, бургуклинская, анакитская	1,006	6,9	7,25	Cl-CaNa	не определен	0,76	0,14	смешанные
Аллюнская	9	420,0	644,0	T-P	-	-	6,0	228,50	Cl-Ca	ClCa	0,19	0,45	седиментационные
Аллюнская	1	390,0	880,0	T1-P1	-	1,220	4,2	316,90	Cl-NaCa	ClCa	0,33	0,37	седиментационные
Джелиндуконская	523	130,0	140,0	T	-	0,995	8,05	0,17	HCO3Cl-Na	SO4Na	1,73	0,08	инфильтрационные
Тура-Тутончаны профиль	2	110,0	250,0	T1	корвучанская, тутончанская	1,000	5,8	20,37	Cl-NaCa	не определен	0,42	0,31	смешанные
Тура-Тутончаны профиль	47	-	245,0	T1	корвучанская	1,000	6,8	4,78	Cl-CaNa	не определен	0,66	0,21	смешанные
Тутончанская	4	-	53,0	T1	корвучанская	-	5,8	0,31	SO4HCO3Cl-CaNa	HCO3Na	1,04	0,54	инфильтрационные
Тептейская	2	300,0	325,0	T1	учамская	0,999	6,8	3,53	Cl-CaNa	не определен	0,48	0,27	смешанные

* - все подземные воды получены на устье при переливе скважин

В центральных районах синеклизы с повышенным и аномально-высоким пластовым давлением в водоносных горизонтах при вскрытии бурением трапповых тел установлены самоизливы рассолов.

1.4. Гидроминеральные ресурсы

Сибирская платформа вмещает в себя уникальные рассолы с высокими концентрациями лития, рубидия, стронция, бора, брома, железа, цинка, свинца, меди, кадмия, серебра и других элементов. Подземные рассолы широко распространены в Ангаро-Ленской и Анабаро-Тунгусской гидроминеральных областях и образуют крупные месторождения комплексного гидроминерального сырья, часто совместно с залежами нефти и газа. Начиная с 60-х годов XX века, при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ получали притоки концентрированных рассолов с содержанием промышленных компонентов, в десятки раз превышающих нижние пределы допустимых концентраций для извлечения в промышленных масштабах. Активный интерес и участие в изучении уникальных рассолов принимали многие ученые. Результаты гидрогеологических исследований обобщены в монографиях Е.В. Пиннекера [170], Е.А. Баскова [18], А.А. Дзюбы [83], В.И. Вождова [50,53,56], А.С. Анциферова [9], С.В. Алексеева [4], А.Г. Вахромеева [47], в коллективной монографии "Геология нефти и газа" [8], в статьях и диссертациях М.Б. Букаты [34,38], Н.П. Коцупало, А.Д. Рябцева [178].

Для территории Курейской (Тунгусской) синеклизы на основе комплексных исследований на нефть и газ и оценки промышленных рассолов как источника комплексного гидроминерального сырья, выполнявшихся в СНИИГГиМС с 1967 по 1999 гг., были выявлены закономерности распространения подземных рассолов и дана прогнозная оценка рассолоносных комплексов (рифейского, венд-нижнекембрийского и нижнекембрийского) (Вождов, 1975), обосновано проведение специальных работ по оценке попутных вод разведываемых газонефтяных месторождений Лено-Тунгусской провинции в качестве минерального сырья на редкие, рассеянные и другие элементы [67,68]. В рамках Межведомственной региональной научной программы «ПОИСК» объединенный коллектив СНИИГГиМС и ОИГГиМ оценил и подсчитал эксплуатационные запасы попутных рассолов Таас-Юряхского, Юрубченского, Куюмбинского месторождений нефти и газа и Сухотунгусского месторождения гидроминерального сырья [35]. По инициативе СНИИГГиМС специально для концентрированных рассолов Сибирской платформы в ИХТТИМС СО РАН (позднее группа «Экостар-Наутех») разработаны технологии извлечения лития на основе использования селективных сорбентов. Вновь разработанные и используемые промышленностью технологии для получения брома, йода, а также их сочетания, стали технологической основой для

промышленной переработки подземных рассолов. Они позволяют получать в качестве товарных продуктов соли лития (хлорид, карбонат, фторид, бромид, гидроксид брома), соединений магния (гидроксид, бишофит, безводный хлорид магния), калия и другие продукты.

В результате 30-летних исследований было установлено, что в Тунгусском бассейне в двадцати проницаемых горизонтах и комплексах на всех литолого-стратиграфических уровнях сосредоточены значительные запасы редкометального сырья, позволившие эту территорию оценить как крупную гидроминеральную провинцию с ресурсами промышленных поликомпонентных рассолов, содержащих высокие концентрации брома, стронция (до 7 г/дм³), особенно лития (до 1 г/дм³), бора (до 1,5 г/дм³), рубидия (до 120 мг/дм³), йода (до 40 мг/дм³) и других компонентов [54,56]. В дальнейшем все исследования были положены в основу создания геолого-информационной базы минерально-сырьевой и нефтегазовой информации по регионам Эвенкийского автономного округа, содержащей сведения о ресурсах и запасах, их качестве, технико-экономических показателях геологоразведочных работ в регионе как потенциального резерва наращивания ресурсов и запасов углеводородов [24].

Рассолы кембрийского мегарезервуара Курейской синеклизы, разрез осадочного чехла которой насыщен интрузивными и кимберлитовыми телами, выделяются высокими концентрациями редких щелочей и бора (Таблица 22).

Таблица 22 – Содержание микроэлементов в основных рассолоносных резервуарах [54]

Комплекс (горизонт)	pH	M, г/дм ³	Li, мг/дм ³	Rb, мг/дм ³	Sr, г/дм ³	Fe, мг/дм ³	Mn, мг/дм ³	Br, г/дм ³	I, мг/дм ³	B, мг/дм ³
Курейская синеклиза										
Ордовикский	3,2-6,8	87-375	9-220	0,8-10	0,6-4,8	Не опр.	Не опр.	0,9-6,1	7-38	5-180
Кембрийский	4-9	239-447	4-574	0,03-78	0,5-4,7	Не опр.	0,9-64	1-7	1-37	1-1300
Катангская седловина										
Вендский (ванрварский)	2,3-7,5	202-377	20-50	0,3-10	-	0,1-329	6-40	2,2-9,0	0,3-50	1-80
Западная окраина Сибирской платформы										
Рифейский	1-8	116-308	16-130	2-20	0,6-1,6	5-1200	1,6-2,6	1,3-5,0	1-38	1-127

Высокую степень извлечения этих микроэлементов обеспечили температурный прогрев и гидротермальная переработка вмещающих сульфатно-карбонатных пород. Накоплению цинка, меди и свинца в рассолах способствовали не только гидротермальные процессы, проявившиеся в большом масштабе в Курейской синеклизе, но и отсутствие сероводородных барьеров на некоторых участках[35].

Перспективные участки и попытки их освоения гидроминеральных ресурсов

В 2000 году ООО «Эвенкийская литиевая компания» взяла Ногинский лицензионный участок (Эвенкийский автономный округ, Илимпейский район) для геологического изучения гидроминерального сырья с пробной эксплуатацией. Компанией было подготовлено предварительное технико-экономическое обоснование проекта «Гидрометаллургическая разработка рассолов Эвенкии». Одно из преимуществ лицензионной площади была возможность дальнейшего развития инфраструктуры на минерально-сырьевой базе участка. В структурном отношении участок приурочен к Бахтинскому мегавыступу и по кровле отложений верхнекостинской подсветы охватывает сводовую часть и западную переклиналь Нижнетунгусского локального поднятия.

Всего на территории лицензионного участка пробурено 6 скважин, в том числе 3 глубоких и 3 колонковых, вскрывших разрез осадочных отложения от нижнего кембрия до перми. На Ногинской площади изучены пластовые рассолы из отложений среднего – верхнего кембрия и ордовика. Химический состав рассолоносных горизонтов Ногинского участка хлоридный натриево-кальциевый с минерализацией от 250 до 350 г/дм³. Наиболее ёмкими рассолоносными резервуарами на участке являются байкитский, представленный кварцевыми песчаниками ордовика, и верхнекостинский, представленный кембрийскими битуминозными известняками и доломитами. Эти же резервуары признаны наиболее перспективными по содержанию металлов, концентрации которых многократно превышают промышленные кондиции (Li в 20 раз, Mg в 5 раз, Br в 10 раз) [132] (Таблица 23). Основным поисковым объектом являлся верхнекостинский водоносный горизонт, он меньше затронут трапповым магматизмом, обладает высокими пластовыми давлениями и потенциальной энергией, позволяющей вести эксплуатацию в режиме самоизлива. На участке была проведена предварительная оценка эксплуатационных запасов и рекомендованы более детальные гидрогеологические исследования. К сожалению компания вернула лицензию, завершив изучение лицензионного участка.

Таблица 23 – Средние содержания компонентов в промышленном рассоле Ногинского перспективного участка (по данным пламенно-фотометрического анализа, СНИИГГиМС)

Комплекс, горизонт	K	Mg	Br	I	Li	Rb	Sr	B
	мг/дм ³							
<i>Промышленные кондиции</i>	350	100	200	10	10	3	300	50
Ордовикский	7500	8125	-	-	262	5,75	4000	-
Дельтулинский, сурингдаконский	18900	10300	3600	16	360	49	2000	308

Аналогичным перспективным участком, по которому были оценены возможности промышленного освоения, является Сухо-Тунгусское месторождение промышленных рассолов

в Туруханском районе Красноярского края. Средние содержания компонентов в рассолах данного месторождения приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Средние содержания компонентов в промышленном рассоле Сухо-Тунгусского месторождения (по данным СНИИГГиМС)

Комплекс	K	Mg	Br	I	Li	Rb	Sr	B
	мг/дм ³							
<i>Промышленные кондиции</i>	350	100	200	10	10	3	300	50
Нижне- и среднекостинский	19420	9019	3900	30	230	37,6	2221	640

На сегодняшний день учеными отраслевых и академических институтов, решена крупная научная задача – обоснования сырьевой значимости подземных поликомпонентных рассолов Сибирской платформы как стратегического доступного источника гидроминерального сырья. Получены современные представления о закономерностях формирования и локализации залежей, разработаны прогрессивные технологии добычи, переработки и последующей утилизации металлоносных рассолов. Извлечение рассолов с использованием созданных инновационных технологий имеет важное народнохозяйственное значение: обеспечивает высокую производительность, рентабельность основных производственных циклов, способствует техническому перевооружению и реконструкции разведочного, добывающего и перерабатывающего комплексов, обеспечивает сохранение безопасности окружающей среды. Но, к сожалению, гидроминеральные ресурсы западной части Сибирской платформы до сих пор не используются [4,47].

Минеральные воды западной части сибирской платформы (Тунгусской синеклизы)

На территории Курейской синеклизы накоплен значительный материал по подземным минеральным водам, которые обладают значительным потенциалом применения в лечебно-оздоровительных целях.

Это подземные минеральные воды верхнепалеозойско-триасового комплекса и пластовые воды нижнего палеозоя и протерозоя, изученные попутно при поисках нефти и газа. На основе действующей Классификации минеральных вод и лечебных грязей для целей их сертификации [111] выполнена оценка соответствия минеральных вод западной части Сибирской платформы с известными сертифицированными группами и типами питьевых минеральных вод. В результате сравнения показана принципиальная возможность применения описанных минеральных вод в лечебных целях [23].

В связи с вводом в эксплуатацию месторождений нефти и газа в новых нефтегазодобывающих районах Восточной Сибири, удаленных от инфраструктурно развитых территорий и характеризующихся недостатком качественной питьевой воды, одним из путей

решения проблемы дефицита качественных питьевых вод может быть использование местных столовых, лечебно-столовых минеральных вод. Однако, для обоснованного отнесения минеральной воды к категории питьевой или лечебной, необходимо их целевое изучение и сопоставление полученных данных с принятыми показателями и нормами минеральных вод Российской Федерации.

Общее естественно-историческое понятие минеральных вод трактуется следующим образом: к природным минеральным водам относят те, которые обладают повышенной минерализацией, сверхкларковыми содержаниями специфических компонентов, высокой температурой и радиоактивностью [175]. Впервые вопросы типизации минеральных вод для территории Восточной Сибири были подняты Н.И. Толстихиным (1935-1975) и затем более подробно рассмотрены им совместно с В.Г. Ткачук [220]. Наиболее полная типизация минеральных лечебных вод была выполнена В.В. Ивановым и Г.А. Невраевым [98]. Большой вклад в систематизацию минеральных подземных вод Сибирской платформы внес Е.А. Басков, который выделил бальнеологические группы минеральных вод [18]. В.И. Вожовым более подробно изучены минеральные подземные воды западной части Сибирской платформы. Им были систематизированы все проведенные ранее исследования по изучению состава, генезиса, классификации минеральных вод и положены в основу составления региональной (местной) классификации минеральных вод [50]. В настоящее время отнесение природных вод к минеральным, имеющим лечебное значение, осуществляется в соответствии с установленным Минздравом России порядком и производится российскими научными центрами восстановительной медицины и курортологии (Пятигорск, Томск, Владивосток, Сочи) [149,111].

Минеральные воды верхней зоны верхнепалезойско-нижнетриасового комплекса

Среди минеральных вод верхней зоны верхнепалеозойско-триасового комплекса западной части Сибирской платформы, распространенных на глубинах до 500 м, выделены две группы [55].

Группа минеральных вод, действие которых определяется ионным составом и минерализацией (без специфических компонентов), распространена в южной и северо-восточной частях региона. Наиболее широко распространены воды хлоридные натриевые и хлоридные кальциево-натриевые (натриево-кальциевые), реже сульфатного кальциевого и гидрокарбонатного кальциевого состава и их смеси. Содержание брома и йода и других микроэлементов в этих водах, как правило, невысокое: брома до 10 мг/дм³, йода до 1,5 мг/дм³ [50,55] (Вожов, 1977, 2001). Минерализация вод меняется от 0,5 до 300 г/дм³. Такой диапазон минерализации подземных вод в зонах различного состава объясняется разгрузкой рассолов из ниже залегающих горизонтов и смешением с пресными водами атмосферной инфильтрации.

Горизонты обычно напорные, дебиты скважин и источников могут достигать 200 м³/сут. Прямых аналогов (классифицированных типов) данной минеральной воды не установлено, но известно, что эти воды близки по ионному составу к питьевым лечебно-столовым водам хлоридного натриевого состава Старорусского 1, Сулакского, Нижне-Сергинского, Миргородского типа. Близкие к этому типу маломинерализованные лечебно-столовые воды хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного кальциево-натриевого состава можно получать на площадях Юдуконская, Собинская (Таблица 25).

Таблица 25 – Минеральные воды в отложениях мезозоя, палеозоя и протерозоя западной части Сибирской платформы

Площадь, № скважины, возраст	Интервал опробования, м	Формула Курлова	Содержание специфических компонентов, мг/дм ³	Дебит скважин, м ³ /сут	Тип-аналог минеральной воды (применение)
Группа вод, без специфических компонентов					
Таймуринская 24, Т	152	$M5 \frac{Cl_{94}}{Na_{71}Ca_{27}}$	Br11	самоизлив	старорусский 1, (лечебно-столовое)
Юдуконская 9, С-Р	200	$M4.5 \frac{Cl_{98}}{Na_{87}}$	Br 11 J 1.5	-	нет аналога (лечебно-столовое)
Группа бромных и йодо-бромных вод					
Таймуринская 25, Т	102	$M12 \frac{Cl_{99.8}}{Ca_{78}}$	Br 85 J 4.2	самоизлив	нет аналога (бальнеологическое)
Аллунская 7, Т-Р	504-525	$M15 \frac{Cl_{99}HCO_{31}}{Ca_{65}}$	Br 99	6	нет аналога (бальнеологическое)
Аллунская 8, Р	460-554	$M72 \frac{Cl_{99}HCO_{31}}{Ca_{78}}$	Br 50 J 1.6	самоизлив	нет аналога (бальнеологическое)
Профиль Виви-Тутончаны 2, Т	96	$M8 \frac{Cl_{99}}{Na_{48}Ca_{48}}$	Br 60 J 2.6	самоизлив	нет аналога (бальнеологическое)
Чемдальская 10, С	86.4	$M9.6 \frac{Cl_{98}}{Na_{48}Ca_{38}}$	Br 50 J 1.9	самоизлив	белгородский (бальнеологическое)
Профиль Виви-Тутончаны 47, Т-Д	245-407	$M5.7 \frac{Cl_{97}SO_{43}}{Na_{56}Mg_{42}}$	Br 90 J 1	самоизлив	нет аналога (бальнеологическое)
Полигусовская 1, С1	1190-1290	$M15.7 \frac{C_{95}}{N_{95}}$	Br 80 J 1.26	-	нет аналога (бальнеологическое)
Лебяжинская 2, Rf	1063-1210	$M73 \frac{C_{93}}{Na_{84}}$	Br 93.24	самоизлив	вологодский (бальнеологическое)
Оленчиминская 152, С1	2030-2248	$M29.80 \frac{C_{91}Mg_{5}}{Ca_{41}Mg_{31}}$	Br 3337 J 23	11.6	нет аналога (бальнеологическое)
Юрубченская 20, Rf (Юрубченское НГ)	2314-2404	$M26.7 \frac{C_{99}}{N_{51}Mg_{21}}$	Br 273	345.6	усть-качкинский (бальнеологическое)
Манкурская 1, Rf	2435-2466	$M15.4 \frac{C_{99}}{N_{51}Mg_{21}}$	Br 2532 J 38	12.2	Нет аналога (бальнеологическое)
Сузунская 1, J (Сузунское НГ)	2519-2523	$M129.7 \frac{C_{98}}{N_{92}}$	Br 38 J 15	96.2	белгородский (бальнеологическое)

Примечание: * - согласно Классификации минеральных вод и лечебных грязей для целей их сертификации. Методические указания № 2000/34” (Утв. Минздравом № 2000/34)

Группа бромных и йодобромных вод. Бромные, йодобромные лечебные воды представляют собой месторождения рассолов, в образовании которых существенную роль играют воды морского генезиса. Формирование ионного состава рассолов обусловлено

наследованием химического состава вод седиментации, процессами выщелачивания вмещающих пород и концентрирования раствора, ионным обменом. Природные воды высокой минерализации и рассолы в практике лечебного применения редко используются как питьевые.

Однако некоторые типы йодных и бромных вод предусмотрены для питьевого лечения. Бальнеологической нормой для отнесения вод к йодным является концентрация йода не менее 5 мг/дм³, а к бромным – брома не менее 25 мг/дм³. Известные типы бромных минеральных вод (белгородский, вологодский, московский, усть-качкинский, лугельский (Грузия) и йодобромных минеральных вод (галицкий, майкопский, хадыженский, нальчикский, тюменский) имеют свои аналоги на западе Сибирской платформы [111].

Минеральные бромные и йодо-бромные воды распространены в центральных районах Тунгусской синеклизы на площадях Чемдальская, Таймуринская, Аллюнская, Большепорожская, Бахтинская, Западно-Ногинская, Южно-Пойменная, Ясенгская, Тутончанская, Эксовская, Туринская, Кирамкинская, вскрыты скважинами в долине р. Нижняя Тунгуска (профиль Тура – Виви, Виви – Тутончаны, Учами – Тутончаны). Они выявлены на глубинах до 400 м. По химическому составу воды преимущественно хлоридные кальциево-натриевые, натриево-кальциевые с минерализацией от 1,5 до 350 г/дм³ содержание брома достигает 2500 мг/дм³, йода 4,5 мг/дм³. Например, вскрытые на Чемдальской площади подземные воды по химическому составу являются аналогом минеральной лечебной воды белгородского типа (см. Таблица 25).

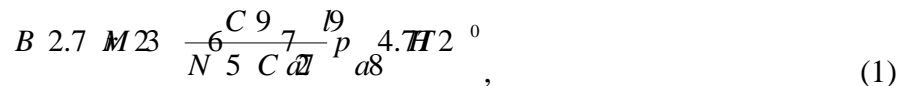
В отложениях среднепалеозойского водоносного комплекса (ордовика, силура и девона) предполагается распространение сульфидных и углекислых вод, но уже в более погруженных водоносных горизонтах [55].

Минеральные воды в глубоких горизонтах палеозоя и протерозоя

При бурении глубоких скважин в западной части Сибирской платформы из нижнего, среднего палеозоя и протерозоя получены рассолы с минерализацией до 500 г/дм³. Они являются уникальными по содержанию в них полиметаллов, пригодных для промышленного извлечения. Часть рассолов, преимущественно хлоридного натриевого, и натриево-кальциевого состава, имеет более низкую до 200 г/дм³ минерализацию при кондиционном содержании биологически активных компонентов – брома, йода, сероводорода, углекислоты. Эти воды также можно отнести к лечебным бальнеологическим. Лечебное воздействие могут оказывать различные свойства вод: температура, химический состав, содержание микроэлементов, органических веществ, водорастворенные газы и др. Подземные рассолы являются сложной многокомпонентной системой, для которой пока еще нет научно-обоснованных норм содержания микрокомпонентов, хотя доказано положительное воздействие на организм

человека таких элементов, как медь, кобальт, марганец, молибден. Установлено, что они способствуют лучшему всасыванию в желудочно-кишечном тракте, стимулируют кроветворение.

Примером служит пластовый рассол из рифейских отложений Юрубчено-Тохомского газонефтяного месторождения, оценка которого была выполнена Центральным институтом курортологии и физиотерапии г. Томска (1988 г.). Для оценки лечебной ценности рифейских рассолов была изучена проба из скважины № 20 (2314-2404 м). Рассол при пластовой температуре 28-30 °С характеризуется кислой реакцией среды, высокой минерализацией, метановым составом растворенных газов. Общая химическая формула (1):



где содержание брома и минерализация показаны в г/дм³; соотношение макрокомпонентов в %-экв/дм³.

Согласно основным критериям оценки химического состава минеральных вод по В.В. Иванову (1982), вода из скважины 20 относится к холодным кислым крепким рассолам. Среди специфических компонентов в воде присутствует кремний, среди микрокомпонентов – алюминий, марганец, медь, литий, стронций, серебро и другие. Содержание микрокомпонентов находится в пределах допустимых концентраций (Таблица 26).

Таблица 26 – Микрокомпонентный состав «юрубченского» рассола из скважины №20 (мг/дм³)

Al	Mn	Cu	Ag	Pb	Ti	Be	Cr	NH ₄	Сорг.
2,5	0,21	0,38	0,0007	0,12	1,26	0,00008	0,66	240	101

По концентрации брома вода относится к бальнеологической группе бромных вод. Наиболее близким аналогом рифейских рассолов Юрубчено-Тохомского месторождения является вода из скв.4 курорта Усть-Качка в Пермской области. В практике здравоохранения концентрированные рассолы не используются, поскольку согласно исследованиям Центрального института курортологии и физиотерапии, оптимальной для наружного использования является минерализация воды 35-50 г/дм³. В связи с этим «юрубченские» рассолы могут быть использованы в качестве купальных при разведении дистиллированной водой в 5 раз. При этом соотношение между компонентами не изменится, но среда станет менее кислой (рН=4,9)¹, концентрация брома составит 0,55 г/дм³. При прочих благоприятных показателях рассмотренный рассол может применяться для лечения кожных и гинекологических заболеваний, периферической и центральной нервной системы, сердечно-сосудистой системы,

¹ В случае использования для разбавления недостаточно чистой дистиллированной воды возможно увеличение щелочности раствора, т.к. примесь щелочных или щелочноземельных металлов (первые г/дм³) формирует резко щелочную реакцию дистиллята.

опорно-двигательного аппарата. При 20-кратном разбавлении (минерализация 13,4 г/дм³, бром 136 мг/дм³, рН 5,23) возможно внутреннее употребление вод, которые показаны для желудочно-кишечных заболеваний. Таким образом, по предварительным данным, рифейские рассолы Юрубчено-Тохомского месторождения имеют перспективы бальнеологического применения [212]. В таблице 25 приведены некоторые типы минеральных вод глубоких горизонтов на месторождениях нефти и газа. Рекомендации на лечебное применение этих вод корректны только после целевого изучения и клинических испытаний. На наш взгляд, это можно осуществить на крупных нефтепромыслах Восточной Сибири.

На сегодняшний день, принципиально важно, что в западной части Сибирской платформы имеются ресурсы как бальнеологических, так и питьевых лечебных вод. Для установления терапевтической ценности всех типов вод необходимо проведение дальнейшего их гидрогеологического и бальнеологического изучения.

Прежде всего, необходимо изучить состав и качества минеральных природных вод, гидрогеологические параметры водозаборов и технических условий их каптажа, включая их экологическую оценку. Этот ресурс может быть использован при решении социальных запросов населения растущих промысловых поселков на новых перспективных месторождениях и центрах нефтегазодобычи в условиях Крайнего Севера.

ГЛАВА 2. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В последнее 10-летие в рамках работ по оценке перспектив нефтегазоносности и прогнозу новых зон нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы выполнены региональные гидрогеологические обобщения по данной территории. Обобщение по геотермическим условиям осадочного чехла выполнено на основе переинтерпретации всей совокупности данных глубокого бурения и региональных геофизических работ, накопленных к 2014 году. Ранее достаточно полная региональная характеристика криолитосферы и геотемпературного поля Сибирской платформы была дана в работах [136,60,252]. При их составлении были использованы результаты собственных наблюдений СНИИГГиМС в режимных, поисково-разведочных и структурно-колонковых скважинах, привлеченные фондовые материалы нефтегазоразведочных экспедиций, публикации Института мерзлотоведения СО РАН, Института земной коры СО РАН, Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, ВостСибНИИГГиМС, ВНИИЯГГ, ВНИГРИ [8,135,183,250]. В этих работах было показано влияние тектонического строения, криолитосферы, климатического и гидрогеологических факторов на геотемпературное поле Сибирской платформы. В дальнейшем крупное обобщение по геотермии Западной и Восточной Сибири было опубликовано в монографии В.Т. Балобаева, Лысак С.В. и других источниках [12,136,127]. В последние годы опубликованы геотермические данные по юго-восточной части Сибирской платформы в монографиях М.Н. Железняка [90]. Особенности геотермии западной и северо-западной части Лено-Тунгусской провинции освещены в статьях М.Б. Букаты [39], М.Н. Железняка [91], Д.А. Новикова [161], И.В. Литвиновой [134].

2.1. Мерзлотно-геологические условия верхней части разреза

Среди нефтегазоносных регионов Земли Сибирская платформа отличается наиболее широким (свыше 70 % территории) распространением криолитозоны, мощность которой достигает в бассейне р. Вилюй 600 м, на побережье Хатангского залива 800 м, а в бассейне р. Мархи 1500 м (Таблица 27). Мерзлота является результатом длительного и глубокого охлаждения поверхности. Промерзание пород на Северо-Сибирской и Лено-Вилюйской низменностях началось во второй половине раннечетвертичного времени, охватив в среднечетвертичное время всю территорию Восточной Сибири. В позднечетвертичное время в период зырянского и сартанского оледенения продолжалось интенсивное промерзание пород, распространившись в северной, восточной и центральной частях региона до 56° с.ш.

Таблица 27 – Мощность многолетней мерзлоты Сибирской платформы [60]

Площадь, скважина	Мощность ММП, м	Глубина изотермы 0 °С, м	Мощность интервала развития криопэгов, м
Мархинская, 1	260	1430	1170
Тр. Мир, 1 2)	180	770	590
Профиль в междуречье рр. Муна и Оленек по ВЭЗ)	822	-	-
Тр. Интернациональная, 8	184	750	566
Нелбинская, 1 4)	300	900	600
Верхневилучанская, 605	250	650	-
Юрегинская, 1 5)	215-340	450	-

В позднечетвертичное время в период зырянского и сартанского оледенения продолжалось интенсивное промерзание пород, распространившись в северной, восточной и центральной частях региона до 56° с.ш. В каргинское межледниковье и голоценовый оптимум мерзлые породы отступили до 66° с.ш. в западной, до 62° с.ш. в центральной и до 60° с.ш. в восточной частях Сибирской платформы [248].

Территория Сибирской платформы была условно разделена на две геокриологические провинции – Путорано-Енисейскую и Лено-Анабарскую [59,60]. В основу выделения этих провинций положена резко выраженная дифференциация по глубине воздействия криолитозоны на осадочный чехол. Это соответствует территориям распространения различных по возрасту пород древних складчатых систем фундамента (Рисунок 8).

Зона отрицательных температур криолитозоны имеет сложное строение. На Сибирской платформе по сочетанию мерзлых, охлажденных и морозных пород выделено три типа криолитозоны.

Криолитозона одноярусного строения, представленная только ярусом промерзания, распространена в пределах крупных мезозойских депрессий Хатангско-Вилуйской нефтегазонасной провинции, выполненных мощными толщами терригенных отложений, насыщенных преимущественно пресными водами и глубокозалегающими слабыми рассолами. Криолитозона этого типа распространена также в южной и западной частях платформы, где развита островная и прерывистая многолетняя мерзлота, а разрез сложен карбонатно-галогенными и терригенно-карбонатными образованиями палеозоя, венда и рифея. Примером такой мерзлоты может служить толща ММП, расположенная в г. Игарке, на территории Музея Вечной мерзлоты (бывшая научная мерзлотная лаборатория) (Рисунок 9).

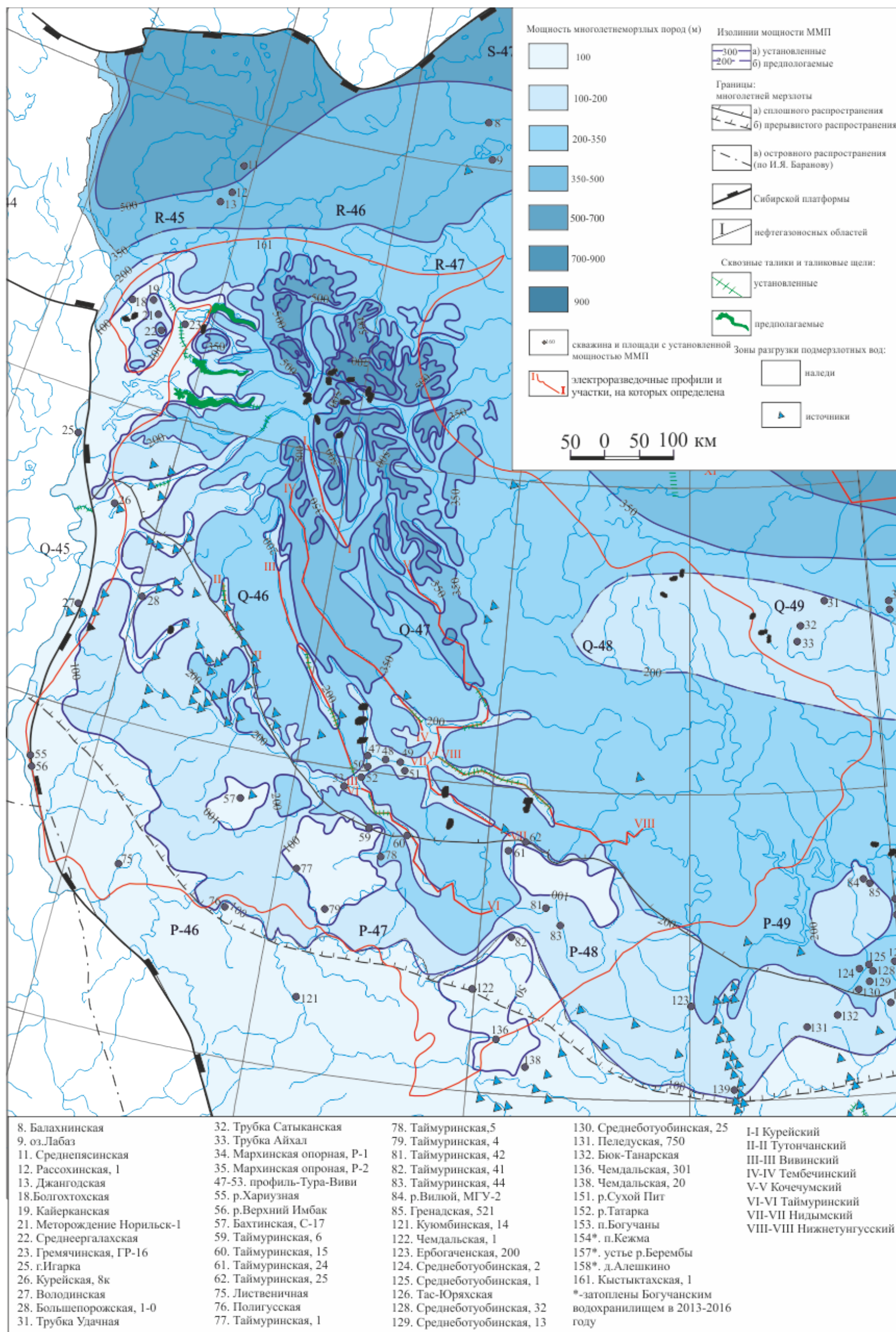


Рисунок 8 – Карта распространения ММП на территории Курейской синеклизы (составили В.И. Вожов, А.И. Сурнин, В.Н. Бубнов)

Выкопировка из карты 1981 г., составленной по материалам ПГО “Енисейгеофизика”, “Красноярскгеология”, “Ленанефтегазгеология”, Института мерзлотоведения СО АН СССР, СНИИГГиМС, ПГО “Якутгеология”. Оцифровка карты 2016 г. Отдел гидрогеологии нефтегазоносных провинций и геоэкологии АО “СНИИГГиМС”



Рисунок 9 – Фотография вечномёрзлого грунта (г. Игарка, Музей вечной мерзлоты)

2) Криолитозона двухъярусного строения. Верхний ярус криолитозоны слагают собственно мерзлые породы, а нижний – криопэги.

Криопэги – подземные минерализованные воды и рассолы с отрицательной температурой. Они распространены на территории около 50 % площади платформы.

3) Криолитозона третьего типа также состоит из двух ярусов, но распространена ограниченно. Верхний ярус представляет собой насыщенную льдом трещиноватую зону, а нижний – монолитные безводные сухие (морозные) породы (Анабарская антеклиза) [60].

Территория Курейской синеклизы расположена в Путорано-Енисейской геокриологической провинции. Криолитозона имеет преимущественно одноярусного строения, представлена только ярусом промерзания, выполненным мощными толщами эффузивных и терригенных угленосных образований. Двухъярусное строение криолитозоны предполагается в восточной части Путорано-Енисейской провинции, где электроразведочными работами установлено широкое распространение многолетнемерзлых пород мощностью 300-500 м и более и неглубокое распространение рассольных и соленых вод (70-400 м). В западной части провинции криопэги, возможно, распространены локально [28].

Распространение многолетнемерзлых пород подчиняется широтной геокриологической зональности и высотной поясности [53]. Если в северной и восточной частях мерзлота распространена непрерывно, то в южном и юго-западном направлении они деградируют. По мере уменьшения абсолютных отметок поверхности в южном направлении установлена общая

тенденция к снижению ММП, в которой отражается сочетание широтной геокриологической зональности и высотной поясности. Наибольшие значения мощности ММП предполагаются на поверхностях плато с абсолютными отметками от 800 до 1000 м. Установленная мощность ММП изменяется от 0 до 500 м в зависимости от рельефа, состава и возраста отложений, плотности разрывов и секущих интрузий, мощности теплового потока [59,235]. Эти данные подтверждены последними замерами в скважинах на Кыстыктахской площади [91] (Таблица 28).

Таблица 28 – Мощность многолетнемерзлой толщи по скважинам Кыстыктахской площади [91]

№ п/п	№ скважины	Мощность ММП, м
1	Кст-1	185-190
2	Кст-2	195
3	Кст-3	390
4	Кст-4	210-220
5	Кст-5	140-145
6	Кст-6	140-150
7	Кст-7	260-270
8	Кст-8	350
9	Кст-9	300

В западном и южном направлении мощность мерзлоты снижается и возрастает количество площадей со сквозными таликами (Рисунок 8). Мерзлые породы отсутствуют в долинах рек Нижней Тунгуски, Северной, Ерачимо, Тутончаны, Тембенчи, Виви. Протяженность таликовых зон достигает (в длину) 20 км и более. С такими таликовыми зонами связана разгрузка к поверхности рассолов из приконтактных зон интрузий, осложненных разрывами (Рисунок 10). В целом, снижение мощности ММП отмечено вблизи крупных водоемов и рек не только на территории Курейской синеклизы. По последним данным электроразведки [100] под Хатангским заливом не фиксируются ММП, значительно снижается их мощность в долинах таких рек, как Енисей, Лена, Ангара. Отмечена деградация мерзлоты под заполненными водохранилищами, что подтверждает сделанное ранее предположение о наличии крупных таликовых зон под ложами Путоранских озер (Лама, Хета, Хантайское, Дюпкун).

По прерывистости многолетней мерзлоты на исследуемой части территории платформы выделяются четыре области: преимущественно сплошной, прерывистой, редкоостровной и островной ее распространения (Рисунок 8).



Рисунок 10 – Совмещенный геолого-геофизический профиль вдоль р. Виви (составил В.Н. Бубнов [30])

Границы: 1 –ЗСБЗ, связанные: а – с кровлей карбонатных пород силура и нижнего девона, б – с кровлей горизонта коллекторов в ордовике, в – с подошвой горизонта коллекторов в ордовике; 2 – с подошвой поверхностного высокоомного слоя (криолитозона, опресненные воды, интрузии); 3 – отражающие границы; 4 – предполагаемые геологические границы; 5 – разрывы, предполагаемые по данным ЗСБЗ; 6 – интрузии; 7-9 – породы, насыщенные минерализованными водами: 7 – высокопористые или дробленые (ρ -1,0 Ом*м), 8 – с хорошими коллекторскими свойствами (ρ – 1,0-5,0 Ом*м), 9 – с удовлетворительными коллекторскими свойствами (ρ – 1,0-5,0 Ом*м); 10 - таликовые зоны (выделенные по результатам работ 2016 г.); 11 - погребенные поднятия, выделенные результатам обработки линеаментной сети, 2016 г

Область преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых пород располагается на севере северо-востоке Курейской синеклизы в пределах Путоранской геокриологической области. Ее граница проводится по широтному отрезку р. Нижняя Тунгуска. Наиболее широко в этой области распространена эпигенетическая многолетнемерзлая толща эффузивных и терригенных угленосных образований Р-Т и Q возраста. Лед заполняет трещины отдельности, тектонические трещины по всей толще ММП, представляя собой монолитный экран для подмерзлотных напорных вод. Льдистость достигает 10 % и более в верхней трещиноватой части вулканогенного плато. Высокой льдистостью (20-80 %), убывающей с глубиной до 2-15 %, обладают глины и суглинки, занимающие большие пространства в Приенисейской части области.

Область прерывистого распространения ММП примыкает к первой области и располагается на юге и юго-западе синеклизы в междуречье рек Подкаменная и Нижняя Тунгуски. Она условно выделяется как Южно-Тунгусская геокриологическая область [16,60]. Морфологически это структурно-денудационные плато с отметками высот 400-700 м, сложенные преимущественно туфогенно-осадочными образованиями, с глубокими речными долинами. Мощность ММП изменяется от 0 до 500 м. Глубина поверхности нулевой температуры соответствует глубине залегания подошвы ММП. Широкий диапазон состава и минерализации подмерзлотных вод объясняется неотектонической активностью территории, что обуславливает высокую проницаемость разреза по зонам разрывов и интрузивного насыщения. Талики служат окнами инфильтрационного питания межмерзлотных вод, с другой стороны – являются путями восходящей разгрузки рассолов в верхние водоносные горизонты.

Область островного распространения ММП занимает лишь отдельные районы Курейской синеклизы в бассейне рек Бахта и в верховьях Подкаменной Тунгуски. Мощность мерзлоты в районе реки Верхний Имбак всего 2 м (Таблица 29).

Криогенные экраны

При замерзании горных пород, насыщенных пресной водой, вследствие цементирующего действия льда образуются криогенные водоупоры, которые могут явиться последним экраном на пути переформированных залежей. Эти водоупоры были названы криогенными флюидоупорами (КФ) [52]. КФ – это высокодинамичные системы, меняющие мощность и распространение в пространстве за небольшие промежутки геологического времени, являются особым типом экрана, на изменчивость которого воздействовали и воздействуют в настоящее время климатические, физико-географические и геологические факторы [6].

Таблица 29 – Сведения о мощности многолетнемерзлых пород в Путорано-Енисейской геокриологической провинции

Местоположение точки наблюдения	Номер точки, скважины	Глубина залегания подошвы ММП, м	Литология пород мерзлой зоны	Источник сведений (геологические фонды)
Геозлектрический профиль (ЗСБЗ)	р.Кочечум	80-690	базальты, шаровые лавы, туффиты	Бубнов и др., 1976, КГФ
	р.Курейка (оз. Анама)	60-530	базальты, туфы, туфо-песчаники, алевролиты	Бубнов В.М. и др., 1979 [32]
	р.Виви	50-500	суглинки, базальты, лавы, туффиты, туфы	Бубнов и др., 1977[30]
	р.Тутончана	70-200	суглинки, базальты, лавы, туффиты, туфы	Бубнов и др. 1978 [31]
	р.Нижняя Тунгуска	106-470	суглинок, валунные глины, туфы, туфопесчаники	Лебедь и др., 1981 [29]
	р.Таймура	80-550	базальты, туфы, туффиты	Бубнов и др., 1977 [30]
	р.Тембенчи	55-570	базальты, туфы, туфопесчаники	Бубнов и др., 1980, КГФ
	р.Нидым	55-230	туфы, туфопесчаники, базальты, лавы	Бубнов и др., 1980, КГФ
р.Нижняя Тунгуска	6-пр	240	туфы	Лебедь и др., 1981, КГФ
	13-пр	163	туфы среднеобломочные	Лебедь и др., 1981, КГФ
Таймуринская	5	290	песчаники	Фонды Таймуринской ГСП
	42	207	песчаники	Фонды Таймуринской ГСП
	44	150	песчаники	Фонды Таймуринской ГСП
	25	102	туфопесчаник	Фонды Таймуринской ГСП
	41	40	песчаники, аргиллиты	Фонды Таймуринской ГСП
Чемдальская	1	50	туфы	Фонды Чемдальской ГСП
	301	18	туфопесчаник	Фонды Чемдальской ГСП
	2-В	27-30	туфопесчаник	Фонды Чемдальской ГСП
	20	80	песчаник, алевролит	Фонды Чемдальской ГСП
Кыстахтахская	1-9	190-390	базальты различного состава	Железняк и др., 2013 [90]
Онекская	1	<100	туфы, туфопесчаники, долериты	Термокаротаж, КГФ
Вивинская	1	<100	туфоалевролиты, долериты	Термокаротаж, КГФ
Ногинская	1	60		Термокаротаж, КГФ
Верхнеилимпейская	277	200	алевролиты, аргиллиты, песчаники	Термокаротаж, КГФ
Верхненимдинская	1	<100		Термокаротаж, КГФ
Илимпейская	1	220	алевролиты	Термокаротаж, КГФ
Кирамкинская	1	<100	долериты, туфоалевролиты	Термокаротаж, КГФ
Вакунайская	252	160		Термокаротаж, КГФ
Среднетаймуринская	272	330	алевролиты, туфы	Термокаротаж, КГФ
Лиственичная	1	<100	Песчаники, доломиты	Термокаротаж, КГФ
Майгунская	275	100	Мергели доломитовые	Термокаротаж, КГФ
р.Саргиха, устье	-	117	-	Кутумов В.Д., Бахтинская партия по листу Р-45-ХІ, КГФ
р.Верхний Имбак	-	2	песок, глина	КГФ

Главные из них:

- возраст формирования мерзлых пород,
- продолжительность ледниковых и межледниковых периодов,
- плотность теплового потока,
- неотектоническая активность,
- гидродинамическая активность.

Мощность криогенного экрана сокращается с севера на юг от 350 до 200 м в соответствии с широтной геокриологической зональностью. Южнее широтного течения р. Нижняя Тунгуска мощность мерзлоты уменьшается до 100-50 м, что приводит к снижению ее экранирующих качеств. Герметичность экрана и сохранность под ним флюидов зависит от его нарушенности.

Сплошность криогенного водоупора важно оценивать, поскольку он в отличие от литологических экранов обладает способностью деградировать сверху, снизу и на всю мощность под отепляющим воздействием подземных и поверхностных вод, обусловленных нередко неотектонической активностью. Талики и наледи, являющиеся признаками нарушения сплошности мерзлотного экрана, широко распространены в области островной мерзлоты на территории Тунгусского бассейна.

Сплошность экрана зависит от:

- возраста и литологического состава ММП,
- физических свойств криогенных пород,
- гидродинамического режима подмерзлотного водоносного горизонта.

Глинистые и песчаные отложения обладают более высокой влажностью и водообильностью и более однородной льдистостью, чем карбонатные и магматические породы, поскольку образовавшийся при замерзании воды лед более равномерно распределен в терригенных отложениях. Поэтому замороженные терригенные связные и рыхлые отложения кайнозойского и позднемезозойского возраста должны обладать более высокими флюидоупорными свойствами, чем карбонатные, интрузивные, эффузивные и метаморфические породы, содержащие минимальное количество поровой воды. Лед, образованный при замерзании воды, насыщавшей трещины и каверны в скальных породах, также формирует вместе с ними экран, флюидоупорные свойства которого превосходят таковые в немерзлых породах.

Физические свойства криогенных пород являются одним из главных факторов, определяющих длительную сохранность под ними флюидов. Они обладают более высокими пластичными и прочностными свойствами, чем талые породы. При температуре $-1 - -2$ °С замороженный суглинок имеет большую силу сцепления ($5-7$ кг/см²), чем талый ($0,2-0,7$ кг/см²) [234]. Экспериментально установлено снижение коэффициента диффузии и проницаемости

углеводородных газов почти на порядок в замороженных влажных и водонасыщенных породах по сравнению с немерзлыми [192]. При миграции метана через замороженную породу коэффициент диффузии составил $6 \times 10^{-10} \text{ м}^2/\text{с}$, тогда как при миграции через незамороженную породу – на порядок выше $3,3 \times 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$ [52] (Вожов, 1984).

Доказательством экранирующей способности ММП являются многочисленные факты газовых выбросов и фонтанов из криолитозоны (Таблица 30).

Таблица 30 – Проявление газов под криогенным экраном Составил В.И. Вожов [52]

Площадь, район	Скважина	Глубина подошвы ММП, м	Глубина газопроявления, м	Состав и возраст пород	Дебит, тыс. м ³ /сут	Продолжительность, месяц	Примечание
Западная окраина плато Хараелах	Т-70	200	102,8	Ангидриты, Р ₁	0,04-0,2	0,1	В подошве ММП
Северо-восток Норильского плато	1090	200	159	Мергели, ангидриты	0,02-0,04	4,0	Газ ниже подошвы
	458	200	220,8	Трещиноватые базальты, Т ₁	0,08	0,1	У подошвы ММП
	380	320	367,7	Трещиноватые долериты	-	7,0	На 45 м ниже ММП
Болгохтохская	Бг-2	100	98-100 98-100 70-91 67	Прослой песка среди глин и суглинков, Q	-	-	Газовые выбросы с песком
Малохетская	12	400	382	Песчаники, К ₁	-	-	Слабое выделение газа
	14	250	212-213	Песчаники, К ₁	-	-	Слабый выброс газа
	75	280	54-289	Песчаники, К ₁	-	-	Выброс и кратковременное фонтанирование

Примеры фонтанирования флюидов при проходке ММП охватывают широкий стратиграфический диапазон от кембрийского до четвертичного возраста на глубинах от 700 м до поверхности.

Случаи высокодебитных фонтанов из мерзлых палеозойских отложений, достигавших несколько тысяч и даже сотен тысяч кубометров в сутки, позволяют предполагать, возможность формирования высоких и аномально высоких давлений в нижней части криогенных толщ. Скопления газа содержались в порово-трещинных и трещинных коллекторах осадочных пород пермо-карбона, в эффузивах и интрузиях нижнего триаса. Несмотря на то, что дебит газа редко превышал $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$, продолжительность его выделения составляла от нескольких месяцев до более года.

В целом, при рассмотрении флюидной системы осадочного чехла Курейской синеклизы, невозможно переоценить значение криолитозоны в строении нефтегазоносного бассейна: промерзание верхней части разреза привело к формированию единого регионального экрана

криогенных пород, который на протяжении новейшего времени имеет существенное значение для сохранности переформированных приповерхностных локальных скоплений УВ.

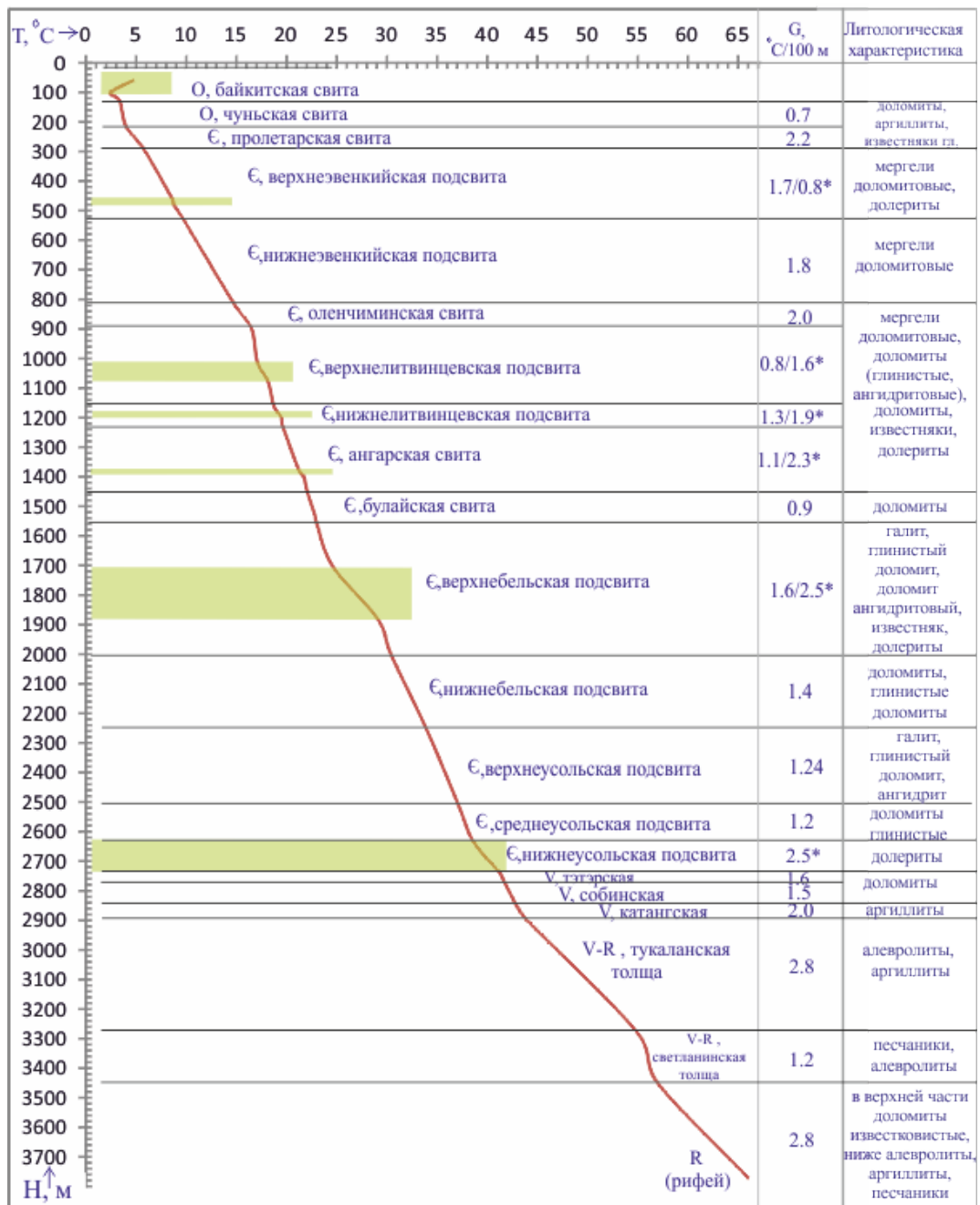
2.2. Геотермические условия нефтегазоносных комплексов

Поступивший за последнее 30-летие новый геологический материал показал, что сложившаяся в 80-х годах прошлого века геотермическая модель разреза Лено-Тунгусской провинции принципиально не изменилась, но может быть уточнена за счет последних данных параметрического бурения и адаптирована к современным сейсмо-геологическим моделям строения осадочного чехла.

Для оценки геотермических условий осадочного чехла в первую очередь была проведена обработка температурных данных с построением сводных графиков распределения температур по промысловым термограммам, точечным замерам и измерениям при испытании скважин на месторождениях и поисковых площадях. Опорным материалом служат измерения в скважинах, находившиеся «в покое» от нескольких месяцев до нескольких лет. Например, Кирамкинская 1, Байкитская 1, Куюмбинская 12, Собинская 18 и другие скважины. Этот ряд дополняют параметрические скважины, которые удалось «удержать в покое» ~ 1 месяца в период между окончанием бурения и началом испытаний: Среднекочемская 251, Майгуннская 275 (Рисунок 11).

Известно, что величина нарушения естественной температуры пород вблизи скважин в значительной мере зависит от режима и продолжительности бурения. Длительная циркуляция промывочной жидкости и разогрев забоя породоразрушающим инструментом приводят к повышению температуры в околоствольной зоне скважины. Наибольшая разница между естественной температурой и температурой, сформированной к концу бурения, характерна для верхней части разреза, особенно в зоне отрицательных температур. Разница между этими температурами может достигать 15 °С. Анализ повторных термограмм по данным И.М. Кутасова полученных в режимных скважинах, и расчеты естественной температуры пород показывают, что уже в первые месяцы спокойного стояния температуры в скважинах приближаются к естественным, отличаясь от них на 0,5-2 °С, в интервале глубин 100-1000 м [129]. На больших глубинах эта разница меньше. Сопоставление термограмм разного качества, полученных в одной скважине, показывает, что схождение температур произойдет на глубине не менее 1000 м. Соответственно возможность использования повторных термограмм снижается в верхней и средней части разреза, а расчеты, произведенные в этой зоне, подвергаются сомнению. В случае, если температуры на термограмме «невывыставшейся» скважины близки с

измерениями, полученными в процессе испытания высокоприточных объектов, можно уверенно использовать эти данные для расчетов геотермических градиентов (Рисунок 12) [61].



Примечание: * - геотермический градиент в трапах;



Рисунок 11 – Изменение геотермического градиента в разрезе скважины Майгунская 275

1 – интрузии долеритов; 2 – термограмма, записанная 26-27.01.2015 г. (ВСС – 3 месяца)

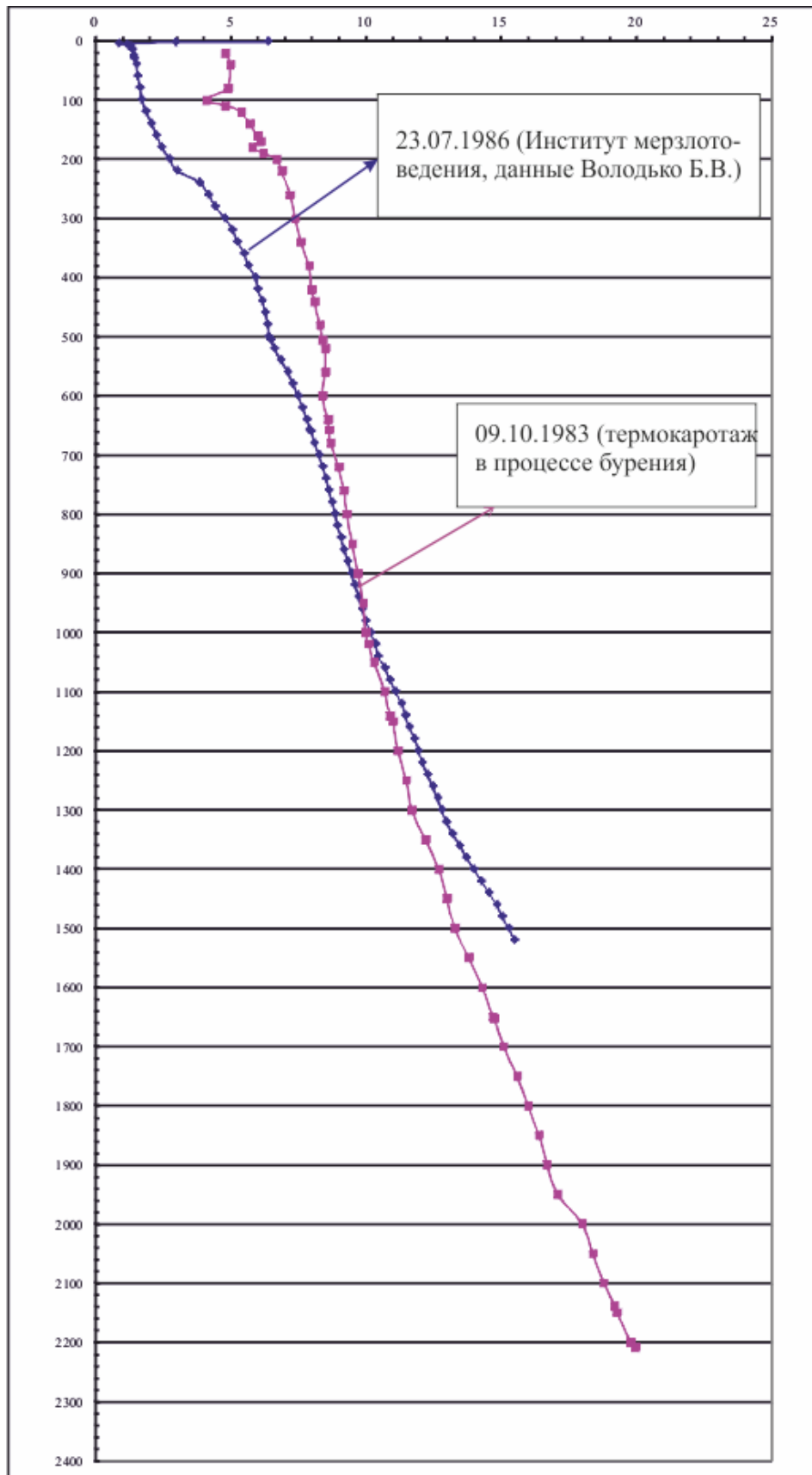


Рисунок 12 – Изменение температуры в скважине Собинская 4 после нахождения в покое более года

Массовые геотермические расчеты для определения геотермических градиентов стратиграфических интервалов и прогноза пластовых температур в нефтегазоводоносных комплексах выполняются в зоне положительных температур с учетом изменчивости мощности криолитозоны.

При построении геотермических карт на малоизученных территориях используется метод аналогий с прилегающими площадями, учитывая близость литолого-тектонических и гидрогеологических условий разреза. На территории Курейской синеклизы разбурена преимущественно южная часть, поэтому для геотермической оценки привлекался материал по прилегающим территориям Лено-Тунгусской провинции. Геотемпературные условия в основных нефтегазоносных комплексах показаны в таблице 31.

Таблица 31 – Температуры разреза в нефтегазоносных комплексах Курейской синеклизы и прилегающих территорий

Нефтегазоносная область	Нефтегазоносный комплекс, нефтегазоносный горизонт		
	кембрийский усольский	венд-нижнекембрийский даниловский	рифей-вендской тирский, непский, рифейский
	диапазон изменения температуры, °С интервал измерений температуры, м		
Северо-Тунгусская	30-80 (прогноз) не вскрыт бурением	не вскрыт бурением	не вскрыт бурением
Южно-Тунгусская	37-58 2500-3600	37-62 2800-4000	45-68 (юг) 3500-4000
Катангская	17-40 1200-2300	17-46 1600-2900	22-55 2500-400
Сюгджерская	не изучен 2100-2700	не изучен 2600-3300	не изучен 3000-4000

Общее представление о региональной изменчивости температурного поля в осадочном чехле Сибирской платформы дает Карта температур на эрозионной поверхности венда (Рисунок 13). На карте показано распределение пластовых температур в венд-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе, приведенных к кровле тэтэрской свиты (среднеплатоновской подсвиты). Установленные региональные закономерности геотемпературного поля служат фоном для выделения аномалий, происхождение которых связано с местными глубинными источниками тепла.

Выделяется область развития низких температур на северо-востоке описываемой территории в пределах Сюгджерской седловины в интервале усольского горизонта нижнего кембрия. Она сочетается с известной в этой части Сибирской платформы областью наиболее глубокого проникновения криолитозоны, которая содержит ярусы многолетнемерзлых пород, сухих охлажденных пород и водоносные горизонты с отрицательно температурными рассолами

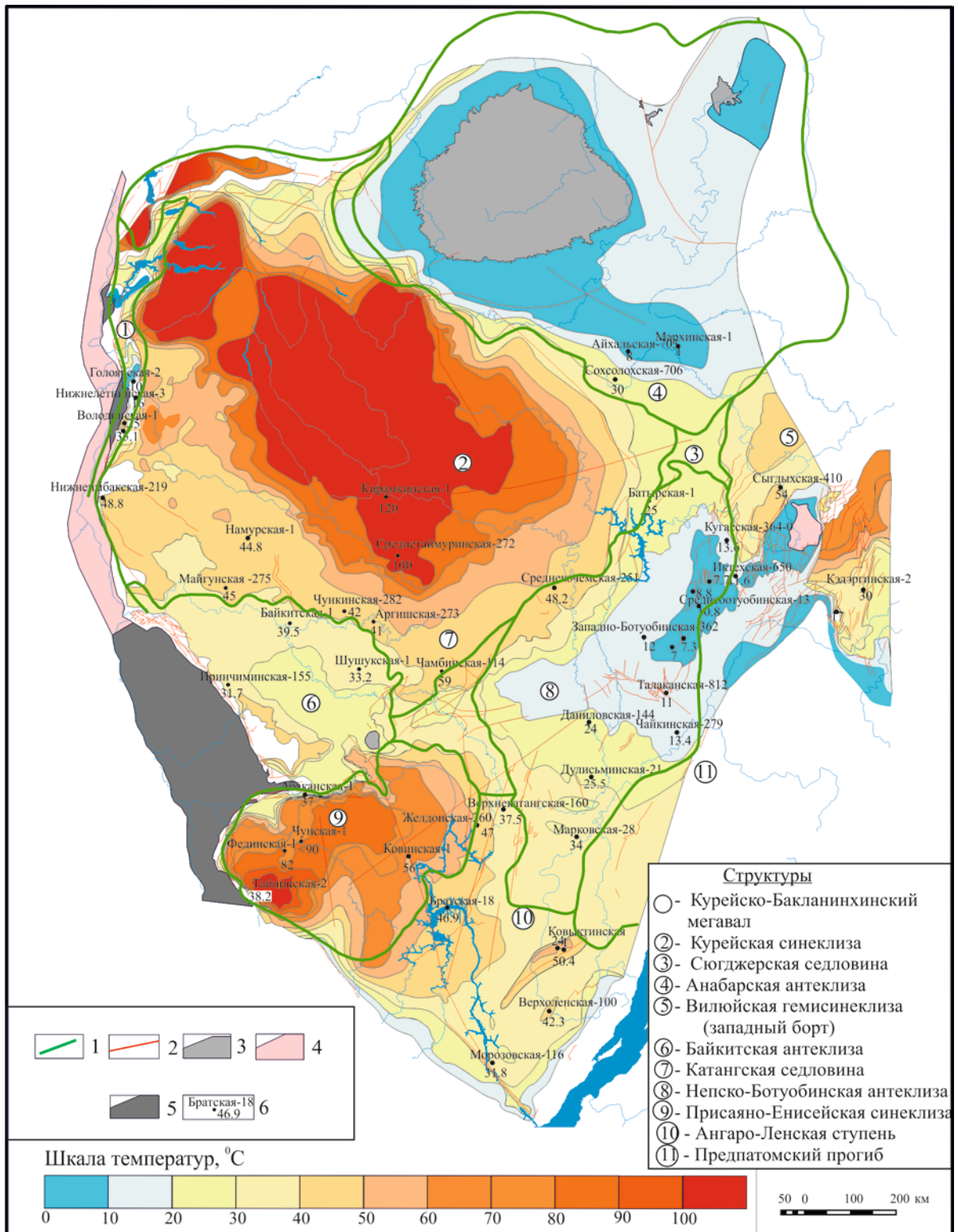


Рисунок 13 – Карта температур на эрозионной поверхности венда

(составила И.В. Литвинова [134])

1 – границы надпорядковых структур, 2 – зоны проводящих глубинных разломов; 3 – область выхода образований докембрия на дневную поверхность во внутриплатформенных областях; 5 – область складчатых образований докембрия, перекрытых мезозойско-кайнозойскими отложениями; 6 – опорная скважина. Вверху: площадь и номер скважины, внизу температура, °C

– криопэгами.

С погружением структурной поверхности, в северном и западном направлении температуры возрастают от 30 до 100 °С и выше. Это детально показано на Карте распределения температур поверхности венда в Курейской синеклизе (Рисунок 14). Этот тренд прослеживается и по нижним комплексам осадочного чехла (Таблица 31). Для северных районов этот тренд не прослежен, поскольку не вскрыты отложения нижних уровней.

Очевидно, что региональная изменчивость распределения пластовых температур в выбранном нефтегазоносном комплексе определяется, прежде всего, гипсометрической глубиной поверхности приведения и в общем виде отражает структурный план.

Интерпретацию закономерностей геотемпературного поля осадочного чехла осложняет разная теплопроводность породных комплексов, которые могут экранировать или, наоборот, хорошо проводить восходящие эндогенные тепловые потоки. Над поверхностью эффективных тепловых экранов (глинистые толщи, трапповые силлы, покровы базальтов и др.) отвод тепла и остывание разреза происходит более интенсивно, чем в их подошве. Это создает эффект увеличения геотермического градиента в интервале низкотеплопроводной толщи при неизменной величине восходящего теплового потока. Поэтому следует учитывать, что высокое значение геотермического градиента разреза, рассчитанное по дискретным измерениям температуры, не является однозначным показателем усиленной тепловой активности территории. Знание геотермических градиентов в литолого-стратиграфических комплексах и площадное районирование по данному показателю целесообразно, главным образом, для прогноза температур разреза при проектировании скважин на мало изученных территориях. Тем не менее, в ситуациях, когда при прочих равных региональных геотермических условиях разрез локального участка или зоны аномально прогрет, можно рассматривать повышенный геотермический градиент как косвенный показатель усиленного теплового потока по проводящему тектоническому разлому, окну и связанной с ним глубинной восходящей разгрузкой флюидов [134].

Чтобы снять влияние «структурного фактора» на интерпретацию изменчивости геотемпературного поля, были построены температурные «карты-срезы» осадочного чехла в интервале от рифея до ордовика. Для этого рассчитали приведенные температуры на горизонтальных плоскостях: -3500 м, -2500 м, -1500 м. Анализ гистограмм в полученных массивах температурных данных позволил выделить статистически однородные интервалы и ограничивающие их изотермы для каждого «среза». Они использованы при построении карт приведенных температур (Рисунок 15). На выбранных гипсометрических уровнях в осадочном чехле южной половины Лено-Тунгусской провинции приведенные температуры распределились следующим образом (Таблица 32).

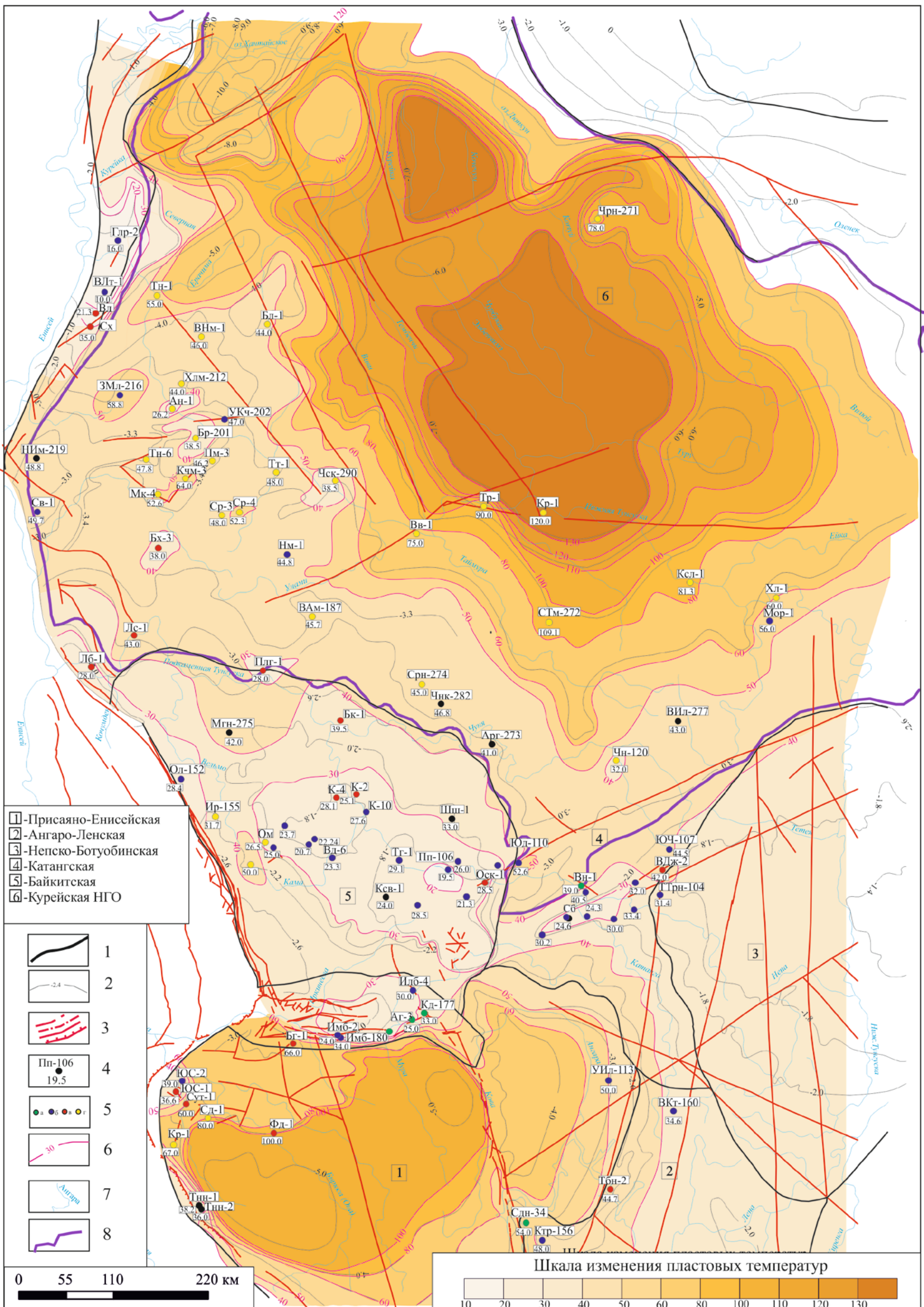


Рисунок 14 – Карта распределения температур на поверхности венда в Курейской синеклизе

1 – границы нефтегазоносных областей; 2 – изогипсы поверхности венда; 3 – дизъюнктивный каркас по материалам геологической съемки (геологическая карта РФ М 1:1000000 (третьего поколения) лист О-46, 47, 48; Р-46, 47, 48; Q-46, 47, 48); 4 – сверху номер скважины, внизу – значение температуры (°С) на кровлю тэтэрской свиты; 5 – скважины, по которым установлены температуры в кровле тэтэрской свиты и ее аналогов: а) по результатам испытания скважин; б) по термокаратажу; в) по данным с карты 1981 года*; г) прогнозируемые; 6 – изотермы по поверхности венда (тэтэрская свита); 7 – речная сеть; 8 – граница территории исследования.

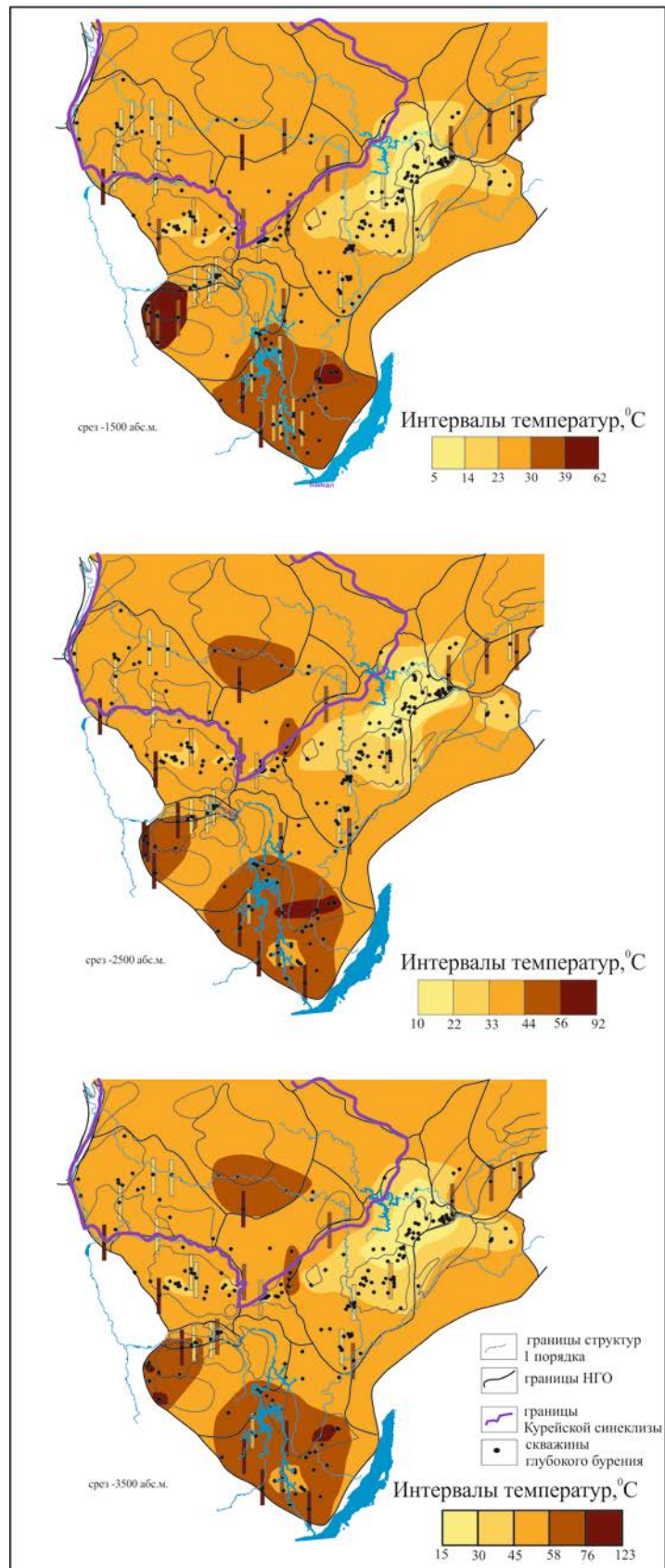


Рисунок 15 – Распределение приведенных температур в осадочном чехле Лено-Тунгусской провинции на горизонтальных срезах (составила И.В. Литвинова [134])

Таблица 32 – Распределение температур на горизонтальных срезах

Уровень горизонтального среза абс. м)	Приведенные температуры, °С			
	Общий диапазон	Фоновые значения 2/3 территории	Термоминимум	Термомаксимум
- 1500	5 – 60	25 – 30	5 – 15	40 – 60
- 2500	10 – 90	35 – 45	10 – 20	55 – 90
- 3500	15 - 125	45 - 60	15 - 30	75 - 125

Показанный в таблице широкий общий диапазон разброса температур на каждом уровне отражает неоднородность теплового поля в осадочном чехле. При этом наблюдаемое закономерное сужение диапазонов разброса температур вверх по разрезу: $\Delta T = 110 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow 80 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow 55 \text{ }^\circ\text{C}$ свидетельствует о глубинном заложении источников возмущения теплового поля. На всех изученных уровнях общей закономерностью является площадное преобладание температур фонового диапазона. На общем фоне выделяются ограниченные области и зоны распространения аномально низких и аномально высоких температур. В совокупности, аномалии занимают всего около 1/3 описываемой территории. Высокотемпературная область уверенно проявляется на южном борту Курейской синеклизы.

Устойчивость контуров этих температурных аномалий в плане, а также совпадение их с районами развития повышенных геотермических градиентов разреза (Рисунок 15) свидетельствует о современных процессах активного прогрева этих областей. В Среднетаймуринской скважине №272 после стояния скважины «в покое» более двух лет, температура на уровне бельской свиты составила $80 \text{ }^\circ\text{C}$ на глубине 3500 м. В рифейском комплексе на Аргишской и Чункинской площадях температура составила $51 \text{ }^\circ\text{C}$ на 3800 м и $68,5 \text{ }^\circ\text{C}$ на 4200 м соответственно.

Установленные закономерности изменчивости геотемпературного поля позволили выполнить районирование по характеру современного геотермического режима осадочного чехла (Рисунок 16) в южной части части Курейской синеклизы и прилегающей территории Катангской седловины. Выделены районы:

- с равновесным геотермическим режимом осадочного чехла;
- устойчивого прогрева осадочного чехла;
- устойчивого охлаждения осадочного чехла.

В северо-восточной части Катангской седловины на сочленении с НБА напряженный геотермический режим проявился повышением температуры пород на срезе –2200 м до $40\text{-}50 \text{ }^\circ\text{C}$ и геотермических градиентов до $1,32\text{-}1,36 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$, против $28\text{-}30 \text{ }^\circ\text{C}$ и $1,12\text{-}1,15 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ в центре седловины соответственно. Также, зона прогрева наметилась северо-восточнее (вдоль границы с Курейской синеклизой), по линии скважин Чамбинская 114 – Южно-Чуньская 107 – Среднекочемская 251. Возможно, она связана с Ангаро-Алымджанской сдвиговой зоной вдоль

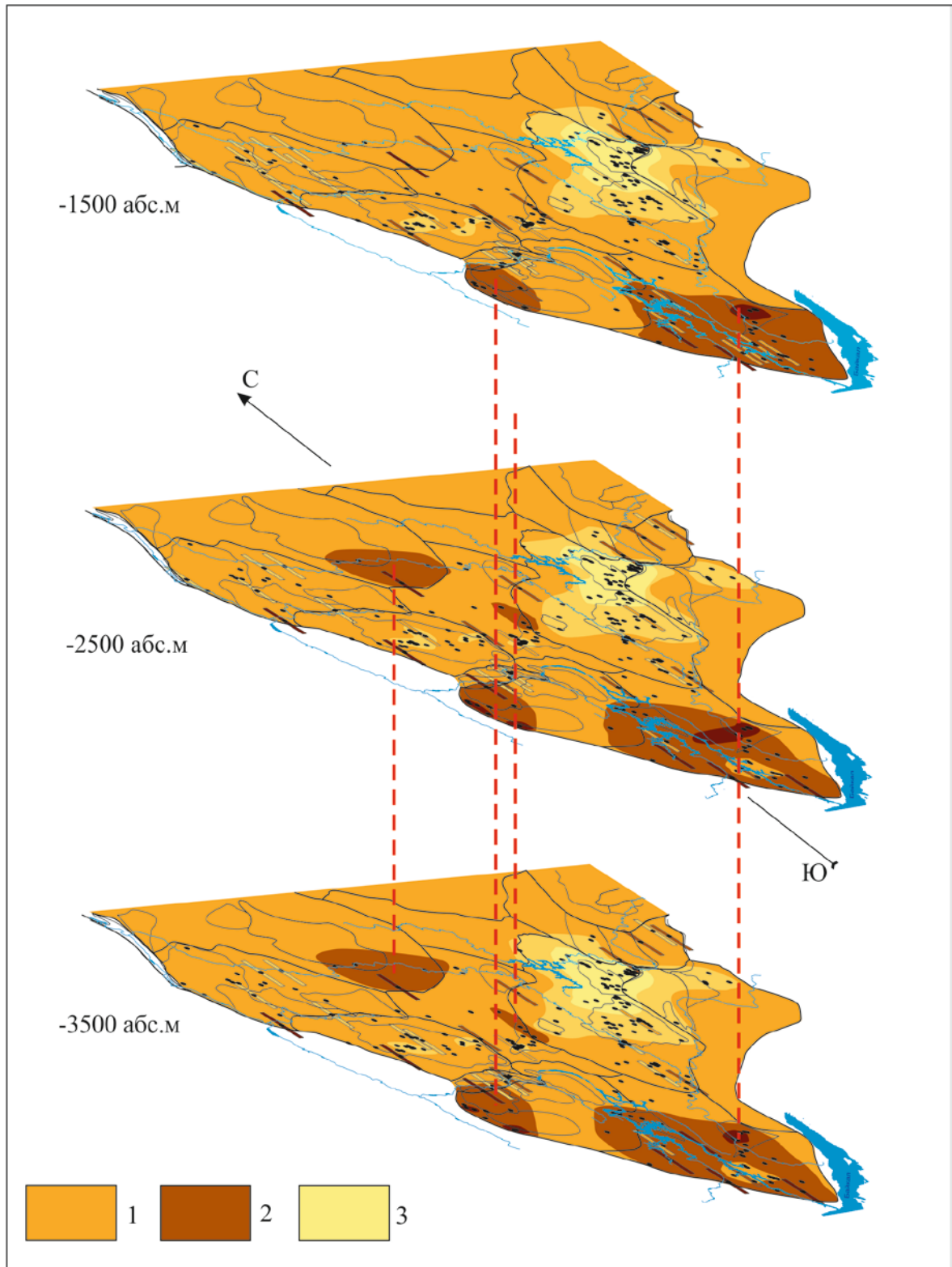


Рисунок 16 – Современный геотермический режим в осадочном чехле Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции (составила И.В. Литвинова [134])

1 – территория с равновесным геотермическим режимом осадочного чехла, 2 – территория устойчивого прогрева осадочного чехла, 3 – территория устойчивого охлаждения осадочного чехла.

северо-восточного плеча Иркинеево-Чадобецкого авлакогена [151].

Принципиально, что с участками и зонами геотермических аномалий вдоль тектонических проницаемых зон нередко связаны аномалии гидродинамического поля – пьезомаксимумы и гидрогеохимические аномалии – проявления несвойственных разрезу по химическому составу притоков вод и газов в скважинах и в поверхностных источниках. В комплексе это указывает на современную восходящую разгрузку глубинных флюидов.

Температурное поле осадочных нефтегазоносных бассейнов остается одним из важных объектов изучения в нефтегазопроисковой геологии. При этом:

1. Анализ геотемпературного поля в комплексе с гидродинамическими и гидрогеохимическими показателями позволяет оценить современную обстановку нефтегазоносности продуктивного разреза, разглядеть геотектонический каркас флюидопроводящих зон (разломов) и стабильных тектонических блоков, которые контролируют поступление флюидов, формирование и сохранность скоплений углеводородов в осадочном чехле.
2. На южном борту Курейской синеклизы установлены (и прогнозируются в северной части) высокотемпературные области, контуры которых совпадают с районами развития повышенных геотермических градиентов разреза. Это свидетельствует о современных процессах активного прогрева этих областей.
3. Наличие трапповой формации создает дополнительный тепловой экран, что уверенно фиксируется увеличением геотермических градиентов в интервалах залегания пластовых интрузий.

На основе этих наблюдений и аналогичных геотермических проявлений на прилегающих территориях, сделан принципиальный вывод о том, что *очаги и зоны аномального прогрева осадочного чехла связаны с восходящими тепловыми потоками, направленными по проводящим глубинным разломам, контролирующим границы сочленения крупных тектонических структур.* Это подтверждается всей совокупностью накопленных на сегодняшний день геолого-геофизических данных о глубинном строении изученных территорий [152,69,198,226].

Так, подобный термомаксимум на Катангской седловине находится в зоне пересечения Ангаро-Вилуйского и Заярского глубинных разломов, с которыми была связана интенсивная палеовулканическая и гидротермальная активность. Аналогичный вывод о возможной связи геотермических аномалий с флюидопроводящими участками активизированных глубинных разломов допускают материалы по геотермии и гидродинамике Западно-Сибирского бассейна [127].

ГЛАВА 3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

3.1. Изученность вопроса и базовые представления о гидродинамике бассейна

Изучение гидродинамических закономерностей дает представление о возможных направлениях миграции флюидов в осадочном чехле, что является важным фактором формирования, переформирования и размещения залежей нефти и газа. Гидродинамические условия Сибирской платформы рассматривались в работах А.С. Анциферова, М.Б. Букаты, В.И. Вожова, А.Е. Гуревича, А.А. Дзюбы, В.В. Павленко, Е.В. Пиннекера, Ю.И. Яковлева и других ученых и специалистов.

Гидрогеодинамические системы вулканогенно-осадочных бассейнов Сибирской платформы развивались в условиях элизионного (компрессионного) и конвекционно-гравитационного режимов. Наиболее продолжительные интенсивные компенсированные прогибания охватывали Енисей-Хатангский прогиб, северо-запад и центр Тунгусского бассейнов [194]. Сложная история тектонического развития чехла Сибирской платформы оказала воздействие на гидрогеодинамические системы. Одним из главных последствий тектонической и магматической активности является блоковая гидрогеодинамика, установленная на месторождениях и площадях Курейской синеклизы, Катангской седловины и Байкитской антеклизы.

Наблюдаемые региональные закономерности гидродинамического поля в водоносных (флюидоносных) комплексах и его локальные возмущения обусловлены различной по амплитуде и знаку неотектонической активностью и современными сейсмическими процессами.

На территориях распространения галогенно-карбонатных отложений кембрия в разрезе существуют явление гидродинамической инверсии, которое проявляется отрицательным градиентом возрастания пластовых давлений при погружении из соленосного комплекса в систему подсолевых терригенно-карбонатных водоносных горизонтов. Широкое развитие свергидростатических (СГДП) и аномально-высоких (АВПД) пластовых давлений в гидродинамических системах нижнего- среднего кембрия свидетельствует о высоких экранирующих свойствах солевого и карбонатно-ангидритового экранов.

Сибирская платформа – один из нефтегазовых регионов с широким развитием АВПД. Понятие аномального давления условно. Обычно принимается, что пластовые давления с

коэффициентом аномальности (Ka^2) $> 1,3$ относятся к аномально высоким. В отношении низких и аномально-низких пластовых давлений общепринятой границы нет, но чаще всего ее принимают в районе значений $Ka < 0,9 \div 0,85$ [81].

Примеры аномальных пластовых давлений для территории Сибирской платформы приведены в Таблице 33. Распределение аномальных пластовых давлений в нефтегазоносных комплексах показано на Рисунках 17, 18.

Таблица 33 – Сведения об “аномальности” пластовых давлений в нефтегазоносных комплексах Сибирской платформы

Структура	Фоновые значения негидростатичности пластовых давлений (Ka)	Показатели СГДП, АВПД, (Ka)	Площади с проявлениями АНПД, СГПД и АВПД
Рифей-вендский НГК			
Ангарская зона складок	0,9-1,1	1,25-1,6	Абаканская, Имбинская, Беряmbинская
Байкитская антеклиза	0,9-1,1	-	-
Катангская седловина	1,1-1,2	1,3	Верхнеджелиндуонская, Собинская
Северо-восток Непско-Ботуобинская антеклиза	0,7-0,8 АНПД	0,9	Талаканская, Тымпучиканская, Озерная, Среднеботуобинская и др.
Присаяно-Енисейская синеклиза	1,0	1,2	Чунская
Венд-нижнекембрийский НГК			
Ангарская зона складок	1,0	1,2-1,7	Беряmbинская, Агалеевская
Катангская седловина	1,2	1,2-1,6	Джелиндуонская, Моровская, Ванаварская, Южно-Чунская
Байкитская антеклиза	0,9-1,1	1,2	Куюмбинская
Присаяно-Енисейская синеклиза	0,9	-	-
Курейская синеклиза	1,2-1,3	1,2-1,25	Кочечумская, Нижнетунгусская, Таначинская
Сюгджерская седловина	1,0-1,1	-	Дальрская, Буягинская
Кембрийский НГК			
Ангарская зона складок	1,1	1,4-1,5	Беряmbинская
Байкитская антеклиза	1,0-1,1	-	-
Курейская синеклиза	1,1-1,2	1,3-1,5	Площади Сурингдаконского свода
Присаяно-Енисейская синеклиза	1,0	-	-
Сюгджерская седловина	1,0-1,1	-	-

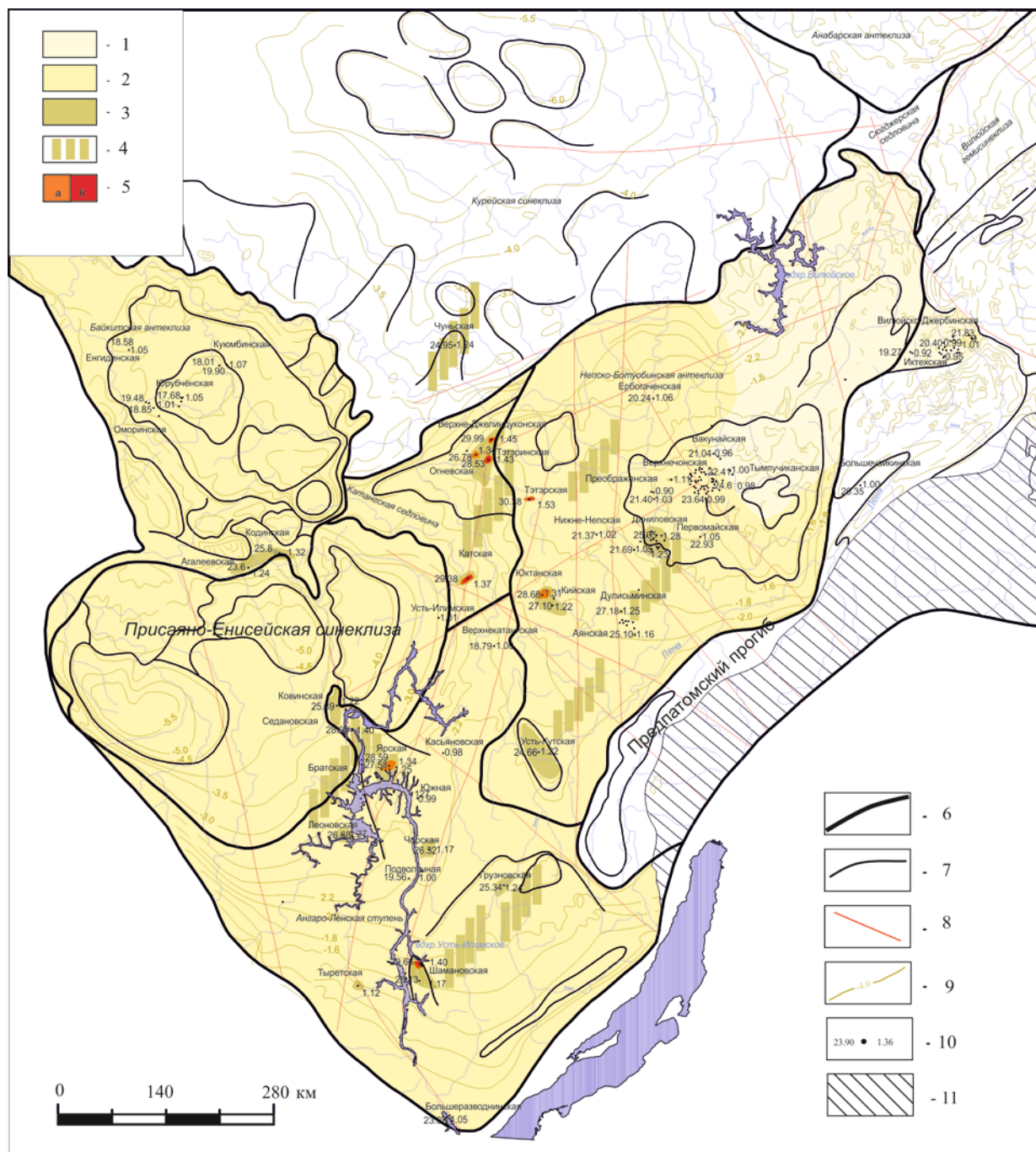


Рисунок 18 – Схематическая карта гидродинамического режима венд-нижнекембрийского комплекса (составили И.В. Литвинова, Д.С. Малков [202])

Гидродинамический режим: 1 – субгидростатический (значение $R_{пл./P.у.г.}$ 0,9-1,0); 2 – гидростатический ($R_{пл./P.у.г.}$ 1,0-1,1); 3 – сверхгидростатический ($R_{пл./P.у.г.}$ 1,1-1,25); 4 – прогнозируемый сверхгидростатический режим; 5 – а) anomalно-высоких пластовых давлений ($R_{пл./P.у.г.}$ 1,25 – 1,35); б) пункты и зоны проявлений АВПД с $R_{пл./P.у.г.}$ более 1,35; 6 – границы надпорядковых структур; 7 – границы структур первого и второго порядка; 8 – разломы; 9 – стратоизогипсы кровли тэтэрской свиты (и ее аналогов); 10 – скважина: вверху – номер, слева – значение $R_{пр.}$, МПа; справа – значение коэффициента anomalности пластового давления; 11 – зона шарьяжно-надвиговых дислокаций.

Наличие в поле давлений положительных аномалий свидетельствует либо о внедрении избыточного флюида в коллектор, либо об изменении объема коллектора под воздействием на гидродинамическую систему внешних сил. Необходимым условием для сохранения АВПД на протяжении сколько-нибудь длительного времени является изолированность системы. О полной изоляции флюидных резервуаров говорить нельзя, так как даже мощные глинистые толщи обладают проницаемостью, которая приведет к разгрузке аномального давления в замкнутом коллекторе, при этом нельзя исключать перманентные процессы разуплотнения флюидоупоров под действием тектонических сил, сейсмичности и катагенеза.

Расчетное время существования АВПД по оценке В.Ф. Линецкого составляет несколько миллионов лет, М.К. Калинин и Е.А. Гуревич предполагают десятки и сотни миллионов лет, В.В. Колодий и Ю.В. Колюжный – от 50 тыс. до десятков миллионов лет в зависимости от глубины погружения пласта. По расчетам И.Г. Кисина время существования АВПД составило 30 тыс. лет, В.И. Дюнин провел расчеты и сделал «предварительный вывод о том, что, те АВПД, которые наблюдаются в настоящее время, сформировались не более 20 тыс. лет назад и в любом случае время их возникновения не выходят за рамки четвертичного периода». Мнения ученых относительно времени существования АВПД расходятся и в литературе приводятся данные, отличающиеся на 4-5 порядков [131,80,110,86,7].

Вопросу АВПД посвящено много статей и книг Дурмишьян А.Г. [85]; Мелик-Пашаев В.С.[142]; Кропоткин П.Н.,Б.М. Валяев [123]; Аникеев К.А.[5]; Фертель У.Х. [230]; Магара К.[137]; Митчелл А.[153]; Славин В.И.[101, 183,184,185]; Свилицкий С.Б.[180,181]; Вахромеев А.Г. [43,44,46]; Фенин Г.И. [227,228]; Акулинчев Б.П.[3]; Сурнин А.И. [217,218]. Полный обзор по вопросам генезиса аномально-высоких пластовых давлений приведен в диссертации Славина В.И. [185].

Механизмы формирования АВПД различными исследователями трактуются по-разному. АВПД отражают многообразие геологических условий земной коры. Основными причинами образования АВПД называют уплотнение глинистых пород и связанное с ним выделение флюидов, катагенетическое преобразование пород и органического вещества, явление осмоса, вторжение высоконапорных флюидов из глубоких недр, процессы тектогенеза и другое. Изучение природы АВПД имеет важное теоретическое и практическое значение. Прежде всего, это необходимость прогноза АВПД в нефтегазоперспективных регионах, необходимого как практических так и поисковых целях. Ниже приведена Таблица 34, которая дает нам представления о генезисе АВПД и позволяет их классифицировать.

Таблица 34 – Генетическая классификация причин формирования АВПД [184]

Литогенетические	Вертикально-миграционные	Эндогенно-энергетические	Гидродинамические
АВПД генерируют процессы, происходящие в породах самого чехла	АВПД генерирует вертикальная миграция флюидов независимо от исходных источников миграции	АВПД генерирует действие энергии глубоких недр (тепловой или механической)	АВПД генерируется в верхних гидро-геологических этажах в артезианских системах с большой амплитудой

Вдоль южного борта Курейской синеклизы распространены аномально высокие пластовые давления в подсолевых и межсолевых отложениях Катангской и Южно-Тунгусской НГО (Моровская, Ванаварская, Южно-Чуньская и другие площади). Автор работы в вопросе происхождения АВПД, применительно к территории Курейской синеклизы, придерживается точек зрения К.А. Аникеева и В.И. Дюнина на происхождение АВПД. Формирование современных АВПД в коллекторских горизонтах Курейской синеклизы связано с вертикально-миграционными процессами.

3.2. Характеристика современных гидродинамических условий разреза и гидродинамическое районирование

Оценка современных гидродинамических условий в осадочном чехле Курейской синеклизы выполнена на примере моделей рифейского, вендского и венд-нижнекембрийского нефтегазоносных комплексов эталонных месторождений Катангской, Байкитской, Северо- и Южно-Тунгусской нефтегазоносных областей. В общей сложности было рассмотрено более 512 объектов испытания на 83 поисково-разведочных площадях, 237 объектов измерений пластового давления по рифей-вендскому, венд-нижнекембрийскому комплексу и кембрийскому комплексу. Выбраны опорные («truth») значения измеренных и расчетных пластовых давлений, рассчитаны коэффициенты негидростатичности.

Для решения прогнозно-поисковых задач необходимо составить гидродинамическую модель бассейна, которая должна отражать текущее распределение параметров и характеристику состояния гидродинамического поля, термо-пъезомаксимумы, проявления восходящей разгрузки флюидов и сопутствующие процессы. Такой методический подход был апробирован ранее на территориях Присяно-Енисейской синеклизы, Катангской седловины, Байкитской антеклизы [40,69,226,215,217,218,249].

Гидродинамический анализ территории включает:

- 1) предварительную обработку данных;
- 2) составление гидродинамических карт и разрезов, региональное гидродинамическое районирование;
- 3) анализ палеогидродинамических условий, выполненный предшественниками;

- 4) анализ проявлений современной разгрузки флюидов;
- 5) составление обобщенной гидрогеологической модели.

Обработка исходного материала для гидродинамических построений. Основой гидродинамического анализа служит надежно отбракованный и обработанный исходный материал, который получен в процессе бурения и квалифицированного испытания проницаемых объектов в скважинах. Минимально достаточными необходимыми показателями для гидродинамических расчетов являются: измеренное пластовое давление, статический уровень или измеренное избыточное устьевое давление, пластовая плотность флюида, глубина замера давления и стратиграфическая привязка интервала опробования. Важными дополнительными сведениями для оценки качества исходных данных и расширения выборки пластовых давлений являются результаты скважинных гидродинамических исследований: наблюдения кривых восстановления уровня (КВУ), кривых восстановления давления (КВД), измерение начального и установившегося дебита притока, сведения об условиях вскрытия и бурения интервала опробования.

На основе этих материалов в процессе обработки данных выполнены:

- оценка качества испытания скважин и полученных параметров пластов;
- расчеты пластовых давлений, коэффициентов негидростатичности, объемных и удельных дебитов воды, абсолютных отметок горизонтов и др.;
- составление сводных таблиц результатов испытания и исходных параметров для гидродинамических расчетов;
- составление гидродинамических карт и разрезов;
- комплекс расчетов гидродинамических параметров, который включает расчеты приведенных пластовых давлений, оценку возможности межпластовых перетоков флюидов.

Для выявления внутренних особенностей строения осадочного разреза структуры гидродинамического поля использовались гидродинамические разрезы, построенные вдоль опорных региональных геофизических профилей, например, «Алтай – Северная Земля» [152]. На этих разрезах для обоснования границ гидродинамических зон, районов, участков использовался принцип «блоковости» современных сейсмогеологических моделей, что отразилось в «непликативной» рисовке (Рисунок 19). Общую региональную картину распределения пластовых давлений в продуктивных комплексах осадочного чехла Курейской синеклизы и сопредельных территорий демонстрирует Карта распределения пластовых давлений венд-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса (Рисунок 20). Карта составлена на основе выявленных закономерностей гидродинамического режима и районирования с учетом гидродинамических особенностей зон и локальных площадей изучаемой территории.

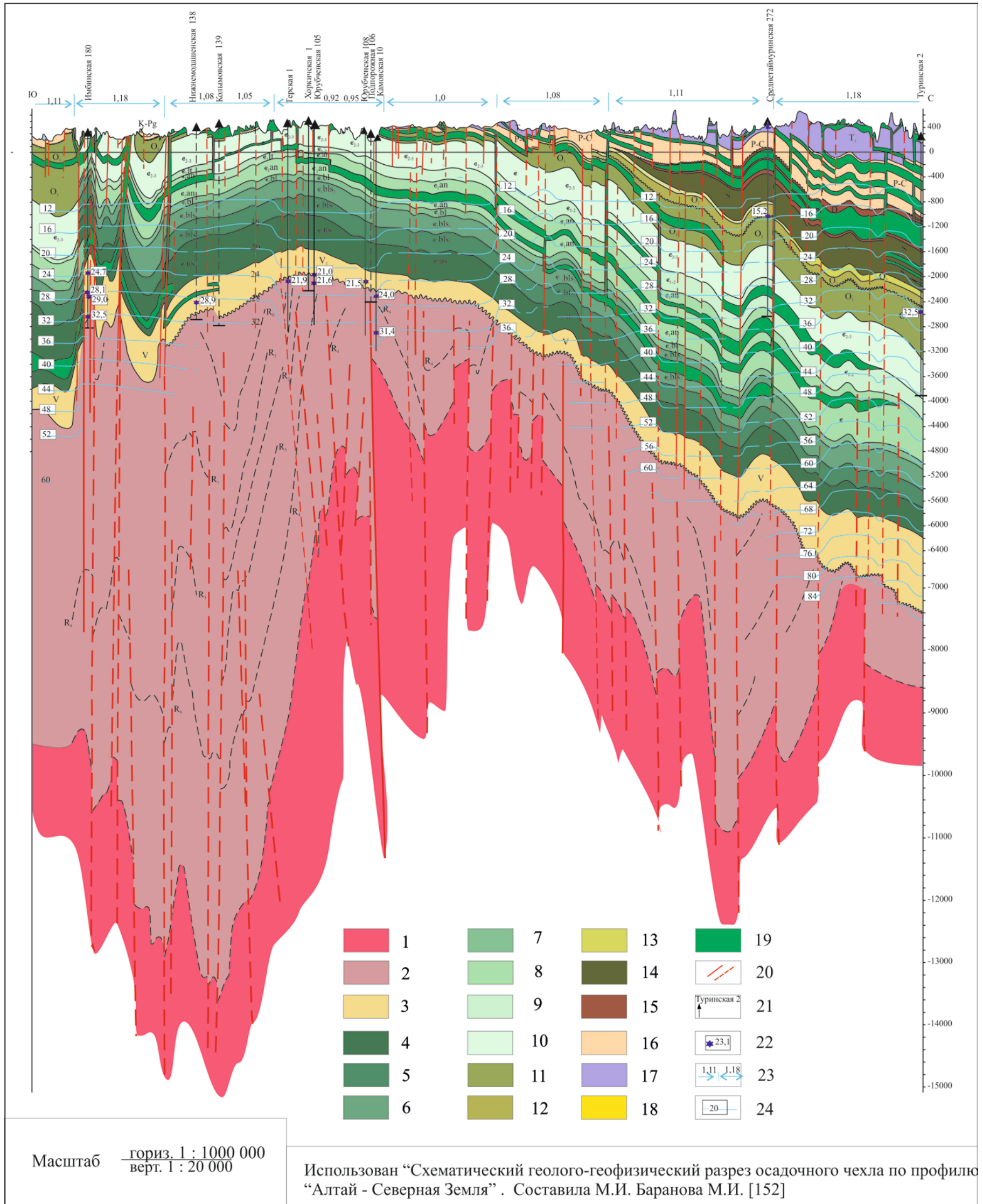


Рисунок 19 – Современные пластовые давления в разрезе осадочного чехла по профилю "Алтай - Северная Земля" (составили А.И.Сурнин, И.В. Литвинова [152])

1 - породы фундамента; 2 - рифейские отложения; 3 - вендские отложения; отложения нижнего кембрия: 4 - усольской свиты, 5 - нижебельской подсвиты, 6 - верхнебельской подсвиты, 7 - булайской свиты, 8 - отложения ангарской свиты; 9 - отложения нижнего и среднего кембрия; 10 - отложения среднего и верхнего кембрия; 11-13 - отложения ордовика; 14 - отложения силура; 15 - отложения девона; 16 - отложения перми-карбона; 17 - отложения триаса; 18 - отложения мела и палеогена; 19 - интрузии; 20 - разломы; 21 - скважина глубокого бурения; 22 - пластовые давления (МПа), установленные при испытании объектов; 23 - гидродинамическое районирование территории по показателю негидростатичности $R_{пл./P_{у.г.}}$ ($R_{пл.}$ - пластовое давление, $P_{у.г.}$ - условное гидростатическое давление); 24 - изолинии пластовых давлений, МПа.

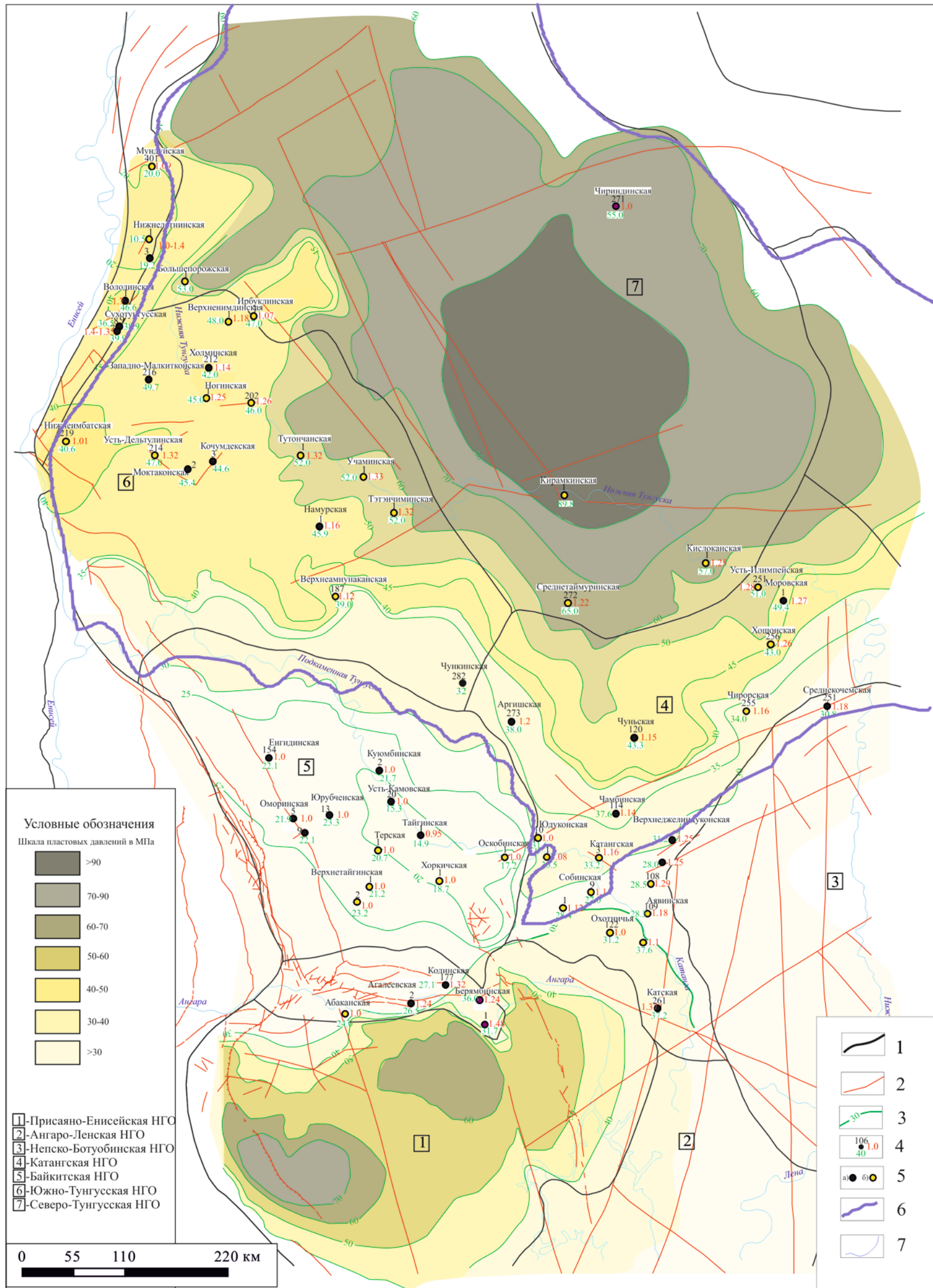


Рисунок 20 – Карта распределения пластовых давлений в венд-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе.
(составили А.И. Сурнин, И.В. Литвинова [226])

1 - границы нефтегазоносных областей; 2 - дизъюнктивные нарушения; 3 - изобары пластового давления по поверхности венда (тэтэрская свита и ее аналоги); 4 - сверху номер скважины, снизу - значение давления (МПа), справа - коэффициент аномальности на кровле тэтэрской свиты; 5 – скважины, по которым установлены либо прогнозируются пластовые давления в кровле тэтэрской свиты: а) по результатам испытания, б) прогноз по коэффициенту негидростатичности в данном районе; 6 - территория исследования; 7 - речная сеть.

Региональное гидродинамическое районирование. Региональное гидродинамическое районирование выполнено по водоносным (нефтегазоносным) комплексам осадочного разреза для обоснования однородных гидродинамических районов (территорий) по особенностям гидродинамического режима. Для этого использован такой показатель, как коэффициент негидростатичности гидродинамической системы. Он представляет собой отношение пластового давления ($P_{пл.}$) к условному гидростатическому давлению ($P_{у.г.}$) столба пресной воды на глубине опробования. За уровень сравнения принимаем значение $P_{пл.}/P_{у.г.}=1,0$, отражающее идеальную обстановку равновесия, к которой стремится любая природная гидродинамическая система.

На Сибирской платформе наблюдаемые в водоносных комплексах осадочного чехла значения коэффициентов негидростатичности изменяются от 0,67 до 1,53 (по восстановленным пластовым давлениям). Этот диапазон значений мы разделили на условные интервалы, которые применили для гидродинамического районирования (Таблица 35).

Таблица 35 – Гидродинамические режимы водоносных комплексов Лено-Тунгусской НГП

Гидродинамический режим	Значение коэффициента негидростатичности
РАВНОВЕСНЫЙ РЕЖИМ	
Квазигидростатический (~ равновесный)	$P_{пл.}/P_{у.г.}=0,90-1,10$,
Гидростатический	$P_{пл.}/P_{у.г.}=1,00-1,10$
НЕРАВНОВЕСНЫЙ РЕЖИМ	
Свергидростатический	$P_{пл.}/P_{у.г.}=1,1-1,25$
Режим АВПД	$P_{пл.}/P_{у.г.}=1,25-1,35$
Депрессионный -АНПД	$P_{пл.}/P_{у.г.}<0,90$

Региональные особенности современного гидродинамического поля в нефтегазоводоносных комплексах сводятся к следующему.

В *рифейском карбонатном комплексе* Байкитской антеклизы (БА) гидродинамические условия характеризуются близким к равновесному состоянию системы при незначительном дефиците пластовых давлений относительно условных гидростатических: коэффициенты негидростатичности $P_{пл.}/P_{у.г.} = 0,95-0,98$ и ниже (Рисунок 21). Приведенные пластовые давления, рассчитанные к плоскости сравнения -2300 м, составляют 24-25 МПа (Рисунок 22). Проницаемые горизонты венда, залегающие на рифейской эрозионной поверхности, имеют близкие гидродинамические показатели и, по-видимому, гидравлически связаны с рифейскими отложениями и формируют локальные обводненные зоны на участках совместного распространения.

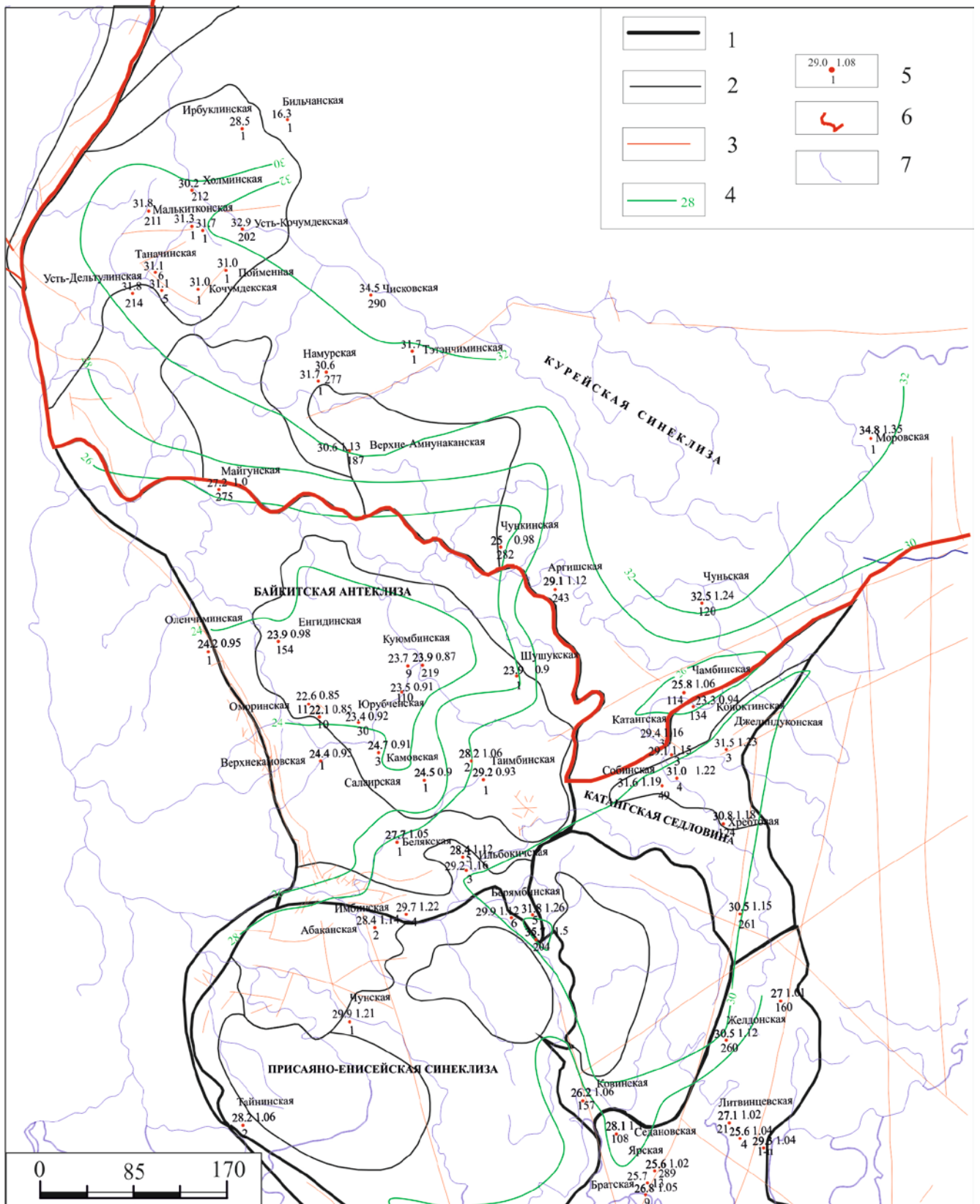


Рисунок 22 – Карта приведенных давлений в рифей-вендском комплексе (плоскость сравнения -2300 м). Составили А.И. Сурнин, А.А. Кряжев [226].

Границы тектонических структур: 1 – надпорядковые структуры, 2 – структуры 1 порядка; 3 – разрывные нарушения; 4 – изобары приведенных давлений (Р_{пр.}), МПа; 5 – скважина: внизу номер скважины, вверх значение Р_{пр.}, МПа и коэффициент негидростатичности; 6 – территория исследования; 7 – речная сеть.

Вендский терригенный комплекс изучен на месторождениях и поисковых площадях на Катангской седловине. Общей отличительной чертой гидродинамики продуктивных отложений Катангской седловины является превышение пластовых давлений над условным гидростатическим давлением в 1,12-1,23 раза. Избыточное давление на устье скважин достигает более 1 МПа, в результате чего при вскрытии водоносных горизонтов происходит излив пластовых рассолов.

Рассчитанные на плоскость сравнения -2300 м приведенные давления составляют 30 и более МПа, что заметно выше аналогичных показателей в рифейском продуктивном комплексе Байкитской антеклизы и прилегающих территорий Ангаро-Ленской ступени. Катангская седловина представляет область регионального пьзомаксимума (Старосельцев, 2006).

Венд-нижнекембрийский терригенно-карбонатный комплекс. В венд-нижнекембрийском комплексе гидродинамическая обстановка более напряженная, чем в рифей-вендском. Формирование упругого гидродинамического режима со сверхгидростатическими и аномально высокими пластовыми давлениями обусловлено, в первую очередь, пластичностью перекрывающей соленосной толщи нижнего и среднего кембрия. Карта гидродинамического режима венд-нижнекембрийского комплекса представлена на Рисунке 23.

Гидростатический положительно равновесный гидродинамический режим ($R_{пл./Руг.}=1,00-1,10$) в проницаемых горизонтах венд-нижнекембрийского комплекса распространен на преобладающей части территории и является фоновым.

Сверхгидростатический гидродинамический режим ($R_{пл./Руг.}=1,1-1,25$ и более) территориально распространен на Бахтинском мегавыступе в Южно-Тунгусской НГО, на Камовском своде Байкитской антеклизы, на северо-востоке Катангской седловины в Желиндуконской зоне, прогнозируется в южной части Курейской синеклизы. На фоне сверхгидростатического режима имеет место проявление аномально высоких давлений с пунктами проявлений АВПД на Верхнеджелиндуконской, Чамбинской, Моровской площадях.

По современным представлениям, основанным на последних сейсмогеологических построениях, нефтегазоносность нижнекембрийских отложений вдоль юго-западного борта Курейской синеклизы связана с органогенными рифоподобными постройками, которые сформированы на карбонатах осинского горизонта и его аналогов. В связи с этим представляют интерес результаты анализа гидрогеологических условий венд-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса в центральных областях Лено-Тунгусской НГО:

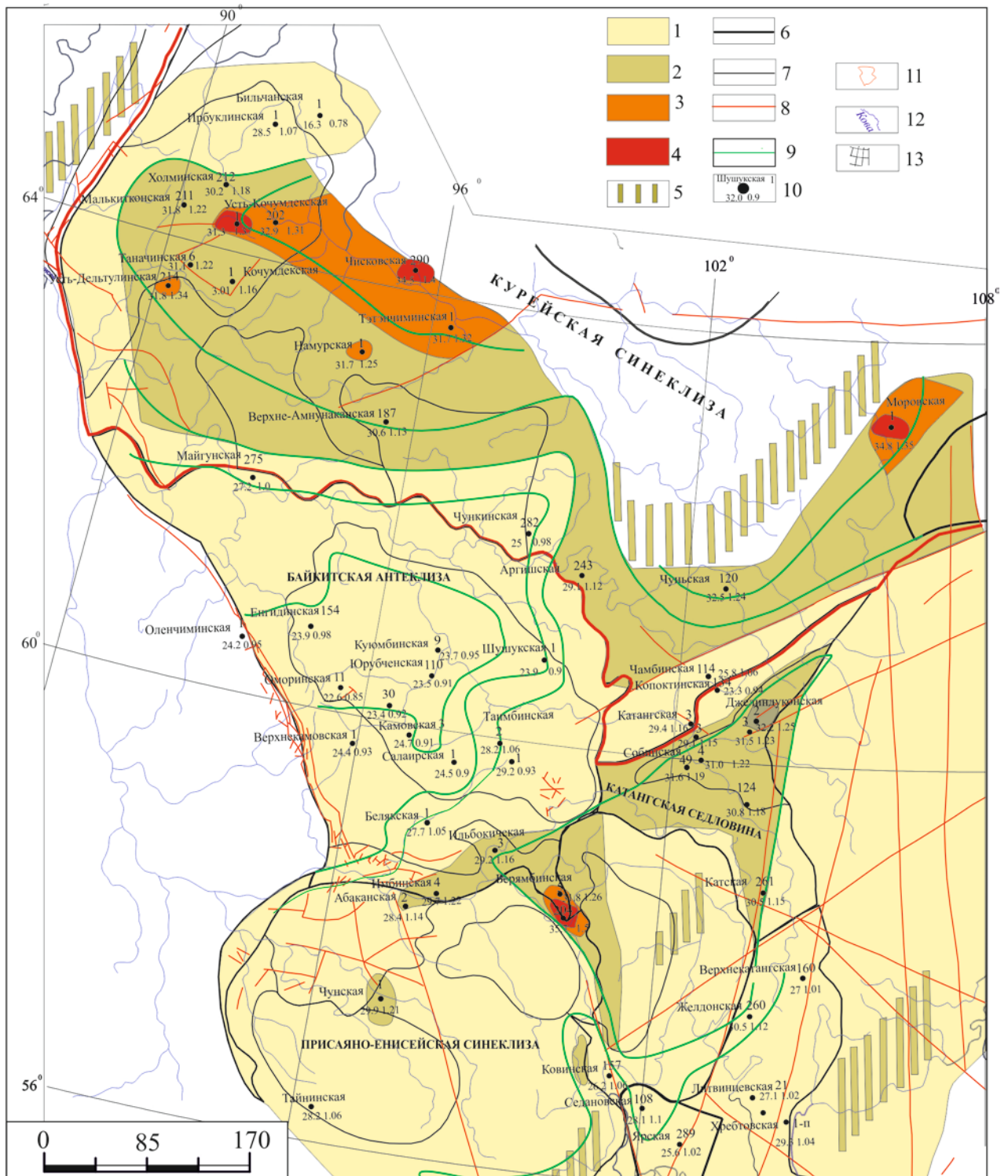


Рисунок 23 – Карта гидродинамического режима объединенного венд-нижнекембрийского и нижнекембрийского комплексов южной части Курейской синеклизы и ее сопредельных территорий (составили Сурнин А.И., Литвинова И.В.) [226]

Современный гидродинамический режим в соленосно-карбонатном комплексе: 1 – гидростатический (Рпл./Р.уг. 0.9-1.1), 2 – сверхгидростатический (Рпл./Р.уг. больше 1.1), 3 – аномально-высоких пластовых давлений (Рпл./Р.уг. 1.25 - 1.35), 4 – (Рпл./Р.уг. 1.35-1.4); 5 – прогнозируемый сверхгидростатический режим; границы тектонических структур: 6 – границы надпорядковых структур, 7 – границы 1 порядка; 8 – разломы; 9 – изобары приведенных давлений на плоскости сравнения -2300 м, в МПа; 10 – сверху: скважина, площадь, снизу – значение приведенного давления на плоскости сравнения, МПа, сверху справа коэффициент негидростатичности (Рпл./Р. у.г.); 11 – сейсмический профиль Светлая-Хошонская; 12 – территория исследования; 13 – речная сеть, 14 – номенклатурный лист.

На Бахтинском мегавыступе интервал отложений венд-нижнекембрийского комплекса представлен биогенными доломитами моктаконской свиты (аналог осинского стратиграфического подгоризонта) и ангидрито-доломитами марской свиты (аналог нижнекостинской подсвиты). Район характеризуется высокими и аномально высокими пластовыми давлениями в водоносных горизонтах (Рисунок 24) [22].

В среднеусольском и гидравлически связанном с ним нижеусольском горизонтах формирование упругого гидродинамического режима со сверхгидростатическими (СГПД) и аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), обусловлено в первую очередь пластичностью перекрывающей соленосной толщи нижнего и среднего кембрия. Известно, что экранирующие свойства литологических флюидоупоров – терригенных, карбонатных и даже солевых не постоянны и ограничены во времени [87].

Учитывая это обстоятельство, мы предполагаем, что: определяющим фактором сохранности возможных залежей нефти и газа в подсолевых коллекторах отложениях рифея и венда Курейской синеклизы является гидродинамический барьер высоких давлений, постоянно существующий в перекрывающих толщах венд-нижнекембрийского и кембрийского комплексов. Наблюдаемые и прогнозируемые области развития СГПД и АВПД в пластах венд-нижнекембрийского комплекса контролируют практически все известные зоны нефтегазонакопления в западной части Сибирской платформы (Рисунок 25). В связи с этим картирование СГПД может рассматриваться, как косвенный региональный критерий благоприятных условий нефтегазоносности.

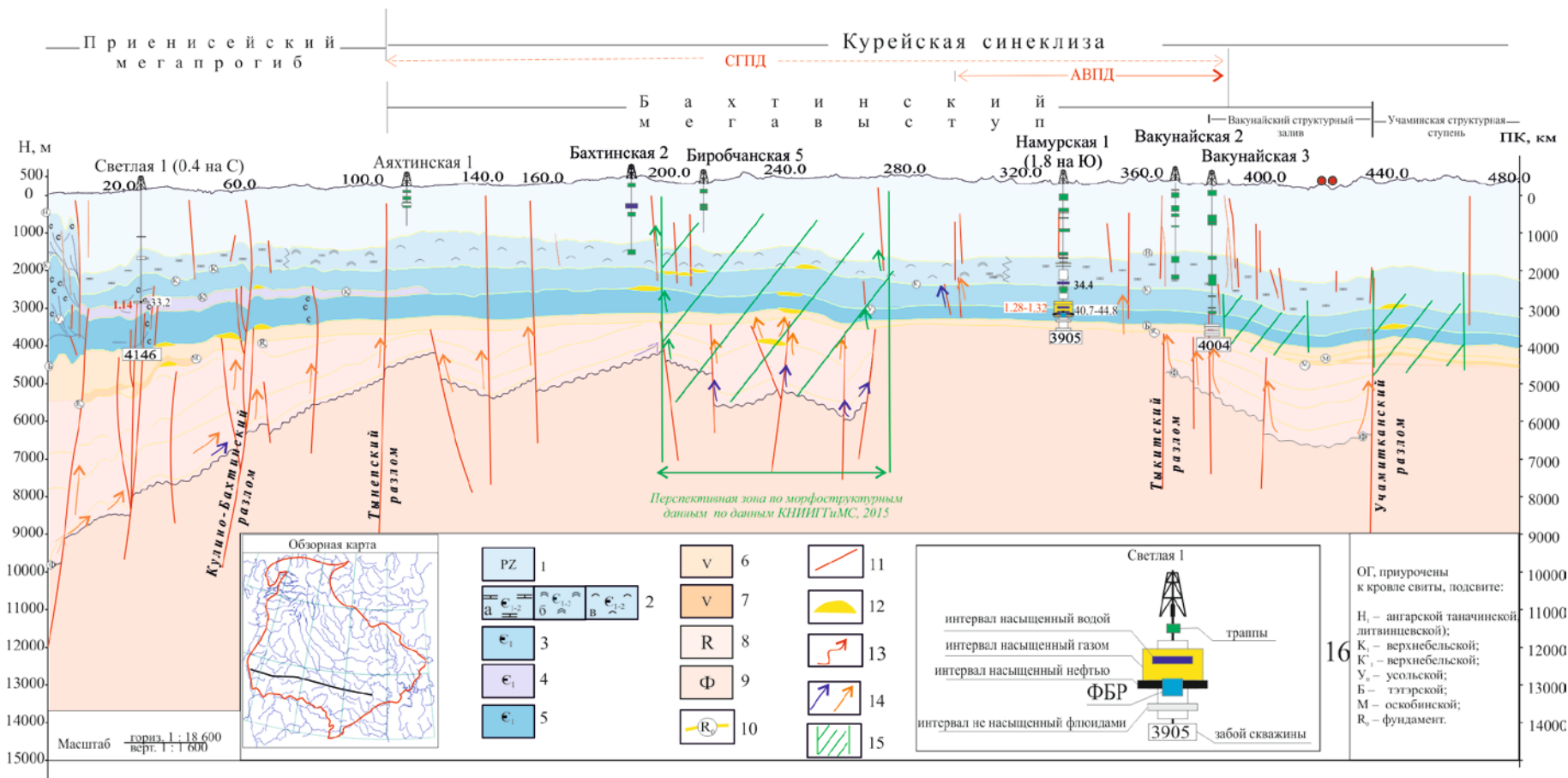


Рисунок 24 – Геолого-гидродинамический разрез через скв. Хошонская 256 – скв. Светлая 1 (Н-15 км) (использован сейсмогеологический разрез по региональному профилю скв.Хошонская 256 – скв.Светлая 1 (западная часть профиля) [78])

1 – палеозойские отложения нерасчлененные (летнинская, усть-пеляткинская свиты среднего-верхнего кембрия, ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольно- пермские и вулканогенные нижнетриасовые образования); 2 – нижне-среднекембрийский комплекс (булайская, ангарская (дельтулинская), литвинцевская (таначинская) свиты: а) образования карбонатной платформы (дельтулинская и таначинская свиты) - сурингдаконский тип разреза (бессолевого); б) предполагаемые рифогенные комплексы, приуроченные к краевым частям карбонатных платформ; в) соленосно-карбонатный комплекс (аналоги ангарской и литвинцевской свит); 3 – нижнекембрийский комплекс - соленосно-карбонатная толща сурингдаконской (бельской) свиты (Приенисейский мегапрогиб, Тынелская зона); 4 – нижнекембрийский комплекс - соленосно-карбонатная толща нижней части сурингдаконской (бельской) свиты (Приенисейский мегапрогиб); 5 – нижнекембрийский комплекс - кочумдекская (усольская) свита; вендский терригенно-сульфатно-карбонатный комплекс: 6 – сульфатно-карбонатный разрез (тэтэрская, собинская, каганская и оскобинская свиты); 7 – преимущественно терригенный разрез (аналоги ванаварской свиты); 8 – рифейские терригенно-карбонатные отложения; 9 – гранито-гнейсовый комплекс консолидированной земной коры; 10 – отражающие горизонты; 11 – субвертикальные разломы; 12 – прогнозируемые залежи УВ; 13 – предполагаемый миграционный водно-газовый поток; 14 – перспективная зона по морфоструктурным построениям КНИИГГиМС, 2015.

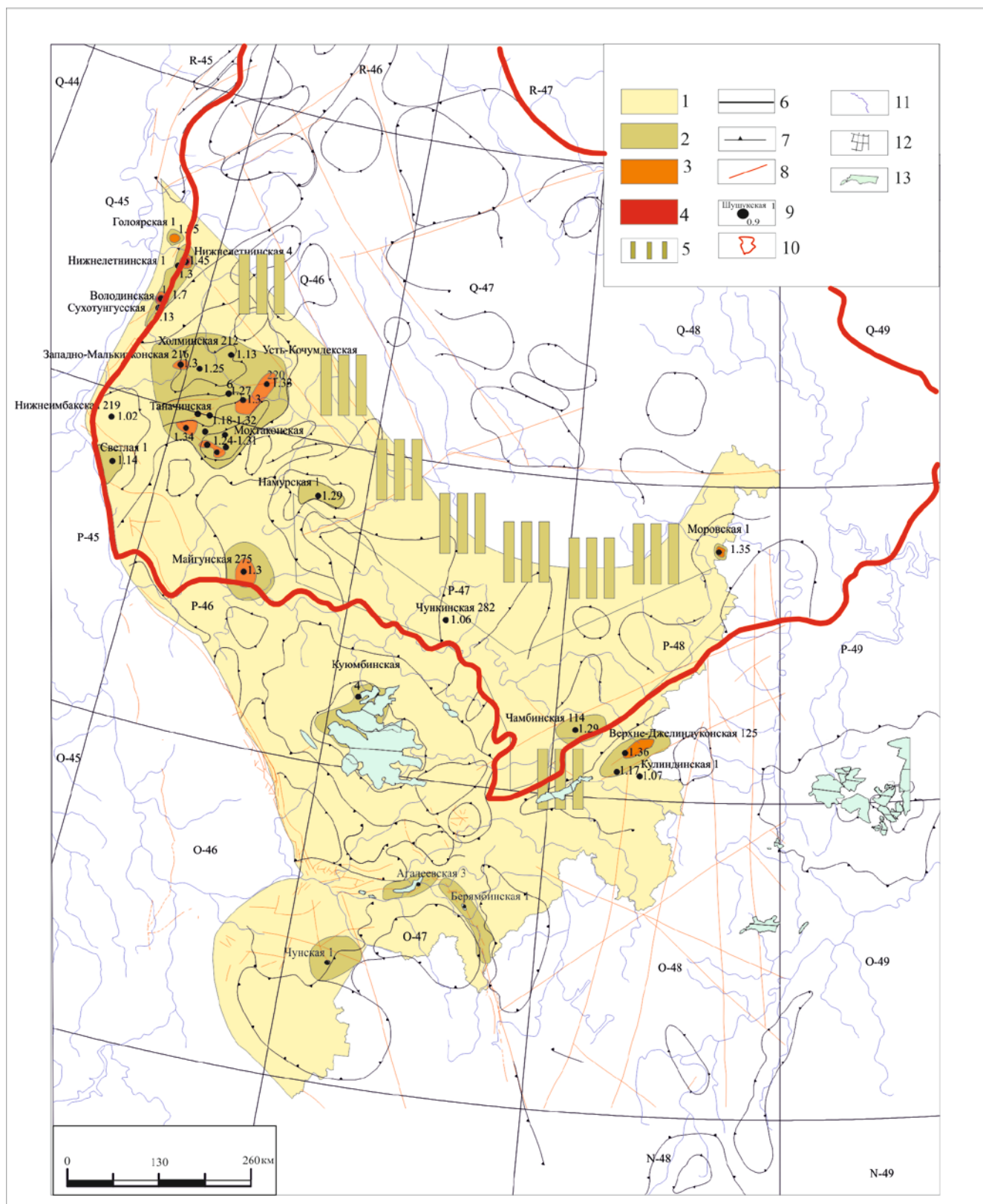


Рисунок 25 – Карта гидродинамического режима венд-нижнекембрийского комплекса (осинский горизонт и его аналоги) Курейской синеклизы

Современный гидродинамический режим в соленосно-карбонатном комплексе: 1 - гидростатический (Рпл./Р.уг. 0.9-1.1), 2 - сверхгидростатический (Рпл./Р.уг. больше 1.1), 3 - аномальновысоких пластовых давлений (Рпл./Р.уг. 1.25 - 1.35), 4 - (Рпл./Р.уг. 1.35-1.4); 5 - прогнозируемый сверхгидростатический режим; границы тектонических структур: 6 - границы надпорядковых структур, 7 - границы 1 порядка; 8 - разломы; 9 - скважина, сверху: площадь, снизу: коэффициент негидростатичности (Рпл./Р. у.г.); 10 - территория исследования; 11 - речная сеть, 12 - номенклатурный лист 1:1000000; 13 - месторождения УВ.

3.3. Восходящая разгрузка глубинных флюидов, как ведущий фактор гидродинамики

Палеогидродинамические обстоятельства миграции и разгрузки флюидов

Большое внимание палеогидрогеологическим реконструкциям было уделено в работах Е.А. Баскова, В.Н. Борисова и других исследователей для территории Тунгусского артезианского бассейна [1977,26]. Согласно представлениям В.Н. Борисова история бассейна состоит из одного мегацикла, включающего седиментационный и инфильтрационный этап. Седиментационный мегаэтап – это период накопления и метаморфизации седиментогенных подземных вод во временном интервале от позднего докембрия по нижний триас включительно. Осадконакопление неоднократно нарушалось континентальной денудацией, что определило выделение шести гидрогеологических циклов. Шесть гидрогеологических циклов совпадают по времени и объемам формирования нефтегазоносных комплексов, выделенных Н.В. Мельниковым и другими. Формирование седиментогенных хлоридных вод происходило, когда осадочный чехол накапливался преимущественно в морских и лагунных условиях.

Инфильтрационный мегаэтап наступил в посленижнетриасовое время, когда территория Тунгусского артезианского бассейна подвергалась денудации в течение последних 200 млн. лет. Современные гидрогеологические условия характеризуются огромными скоплениями метаморфизованных рассолов, заполняющих осадочный чехол от западной окраины через центральные районы до северо-востока бассейна. Палеогидрогеологический анализ, проведенный В.Н. Борисовым, показал, что разгрузка метаморфизованных рассолов происходит как закономерный эволюционный, встроенный в онтогению (историю развития; онтогенез-процесс формирования) осадочного бассейна процесс, протекающий в относительно спокойной геологической обстановке, вне обязательной связи с какими-либо коренными структурно-тектоническими перестройками, и не может рассматриваться как исключительно специфическое явление текущего этапа истории бассейна. Нет основания считать, что рассолы сотни миллионов лет пребывали в застойном состоянии и только на современном этапе получили возможность разгрузки.

В истории бассейна неоднократно возникали геологические ситуации с благоприятными условиями для разгрузки подземных вод, связанных с тектонической активизацией территории. Аналогично этапам миграции нефти [14,57], можно говорить о четырех этапах разгрузки хлоридных вод.

1) Дотрапповый – палеозойский этап. Предполагаемая разгрузка привела к появлению палеокарстовых пустот, наблюдаемых в разрезе галогенно-карбонатных отложений нижнего палеозоя [50].

2) Трапповый – верхнепалеозойский-нижнемезозойский этап. Трапповый магматизм как

фактор интенсивной разгрузки подземных вод не подлежит сомнению, для стока существовали необходимые и достаточные предпосылки. Это огромный объем поставленных магматических продуктов: в осадочный чехол проникли многочисленные интрузии (от 3-5 до 46 %), сформировалась густая сеть тектонических разломов.

3) Посттрапповый – мезо-кайнозойский этап, состоящий из двух стадий: гидротермальной и постгидротермальной. Это доказывает различные гидротермальные образования в виде месторождений и проявлений полиметаллов, исландского шпата, нефтепроявлений и т.д. Постгидротермальная стадия – ее нижняя граница остается неясной, верхней возрастной границей может служить начало похолодания климата и формирования толщ многолетне-мерзлых пород в плейстоцене. Артезианский сток мог осуществляться под влиянием нормальных палеогеографических факторов, действие которых периодически усиливалось вследствие продолжающегося поднятия платформы. Разгрузка подтверждается нефтепроявлениями, возникшими на данной стадии.

4) Новейший – четвертичный этап. Основное содержание заключается в прогрессирующих неотектонических поднятиях, начавшихся еще в олигоцене. Поднятия привели к резкому расчленению рельефа (до 500-1000 м) в пределах плато Путорана, обновились древние и заложилась молодые флюидопроницаемые разломы, интенсифицировалась разгрузка.

Тектонические активизации мезо-кайнозойского этапа затронули и территорию Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. В этот период были заложены рифтовые системы, что привело «к образованию мегатрещиноватости осадочного чехла, формированию многочисленных дизъюнктивных и трещинных дислокаций, что наряду с воздыманием территории способствовало дегазации пластовых вод, формированию и переформированию залежей»[158].

Для формирования современной гидродинамической системы осадочного чехла Курейской синеклизы определяющее значение имел юрско-меловой посттрапповый период геотектонической истории Сибирской платформы, который большинство исследователей рассматривают как время господства гидротермальных процессов – гидротермальный этап региональной миграции флюидов. Для этого этапа характерна длительная циркуляция по разрезу постмагматических растворов. При этом важно, что растворы из магматического очага использовали те же пути, что и трапповая магма – трещины, дайки, штоки, жилы траппов, каналы выброса пирокластики. В районах сосредоточения трубок взрыва существовали очаги гидровулканизма, по которым на поверхность разгружались огромные объемы термальных высоконапорных вод. Об этом свидетельствуют примеры рудоносного карста, структуры и продукты обрушения в каналах трубок взрыва, образовавшиеся за счет выщелачивания пород

длительно существовавшим потоком гидротермальных растворов [203,229]. Показательным примером действия нижнемелового гидровулканизма являются рудоносные переуглубленные впадины Чадобецкого поднятия [79,174.]

Продукты гидротермального этапа миграции флюидов в виде гидротермально-метасоматических образований – пластово-жильных карбонатов, месторождений исландского шпата в туфогенных породах нижнего триаса широко распространены в Тунгусской синеклизе. Они встречаются в бассейнах рек Северная Чуня, Илимпея, Северная Таймура, Иритка и др. [109,126]. Гидротермальная миграция флюидов сопровождалась миграцией углеводородов, которая проявлена многочисленными выходами битумов, мальт, асфальтитов по всему разрезу осадочного чехла от нижнего палеозоя до триаса, включая вулканогенную формацию и щелочно-ультраосновные интрузии (Таблица 36). Проявления современной и палео-разгрузки вдоль р. Нижняя Тунгуска показаны на Рисунке 26. Зоны и очаги современной и древней разгрузки южной части Лено-Тунгусской НГП показаны на Рисунке 27.

Итог ретроспективной оценки палеогидрогеологических условий заключается в понимании того, что активизация межпластовых перетоков рассолов периодически осуществлялась с дотриасового по настоящее время и в эти периоды могло происходить масштабное разрушение и переформирование залежей углеводородов.

Сделано предположение, что *в результате активных процессов палеоразгрузки флюидов на гидротермальном и неотектоническом этапах истории осадочного бассейна Курейской синеклизы могло происходить масштабное разрушение и переформирование первичных залежей углеводородов.* Это подтверждают многочисленные выходы битумов, мальт, асфальтитов по всему разрезу осадочного чехла от нижнего палеозоя до триаса (смотри Таблица 36).

Данный вывод согласуется с оценкой огромной роли мезозойско-кайнозойского этапа в истории формирования Лено-Тунгусской НГП, который проявился в «интенсивном прогреве осадочного чехла, интенсифицировавшем процессы нефтегазообразования; в переформировании структурного плана, способствовавшем струйному перетоку УВ в новые ловушки» [116].

Современная поверхностная и межпластовая разгрузка

В результате активных процессов палеоразгрузки флюидов на гидротермальном этапе истории осадочного бассейна Курейской синеклизы была заложена современная неоднородность фильтрационного пространства в осадочном чехле. Изменчивость проницаемости пород в разрезе и интенсивность проявлений современной разгрузки подземных вод и углеводородов напрямую обусловлена структурой новейших разломов.

Восходящая разгрузка как ведущий фактор современной гидродинамики на Курейской синеклизе подземных рассолов и вод – одна из главных гидрогеодинамических особенностей Сибирской платформы, которая благодаря работам В.А. Кротовой [124,125] приобрела значение критерия нефтегазоносности и получила развитие в работах сибирских гидрогеологов Флоренский К.П.[233]; Бабошина О.А.[13]; Пиннекер Е.В. [170]; Басков Е.А. [18]; Борисов В.Н.[26]; Дзюба А.А.[83]; Вожов В.И. [57,50,53,54]; Кузьмин С.П.[126] и др. Исследователями отмечены основные региональные закономерности современной разгрузки:

1. Установлена тесная пространственная связь источников подземных вод различного состава и минерализации с зонами разрывов, дроблений и интрузий преимущественно северо-восточной и северо-западной ориентировок. Разгрузка рассолов и дегазация гидрогеодинамических систем (в том числе и залежей УВ) осуществлялась через трещинные зоны и участки разрывов, выходов секущих интрузий, трубок взрыва, занимающих значительные площади (Рисунок 26).

2. Вторая закономерность заключается в вовлечении в разгрузку соленых и рассольных хлоридных кальциевых вод высокой степени метаморфизации, распространенных на преобладающей части территории Тунгусского бассейна. Свидетельство восходящей глубиной разгрузки – широкое распространение концентрированных хлоридных натриево-кальциевых

Описанный механизм разгрузки находит свою подтверждение и в работах ученых - геологов на территории Западной Сибири. В.М. Матусевич в статье «Литогеохимия - методологическая основа наращивания ресурсной базы углеводородов» указал, что «исследования последних лет с применением аэрокосмических методов показали, что глубокое расчленение недр Западно-Сибирского мегабассейна просвечивает сквозь осадочный чехол вплоть до дневной поверхности через посредство динамически напряженных зон разного масштаба. Последние и являются флюидо- и энергопроводящими путями. Они характеризуются проявлением температурных и концентрационных аномалий...» [140,141].

Таблица 36 – Этапы и стадии миграции флюидов [14]

Дотрапповый (Pz)	Трапповый (Pz3-T1)	Посттрапповый (Mz-Kz)		Новейший (Q)
		Гидротермальная (J-K) стадия	Постгидротермальная стадия (плейстоцен?)	
<p>1) следы дотрапповой миграции в виде скоплений метаморфизированных битумов - антракосолиты в мраморизованных трещиноватых известняках нижнего кембрия при отсутствии в них прослоев роговиков. Сухо-Тунгусская (Дьявольская антиклиналь), небольшой масштаб проявлений антракосолитов свидетельствует, что процессы эмиграции битумов из производящих толщ не достигли максимума);</p> <p>2) элизионные процессы являются стационарными в геологическом масштабе времени, они не могут формировать направленных флюидных потоков. Связанный с ними элизионный тип водообмена представляет собой рассредоточенную восходящую разгрузку отжимающихся поровых растворов через слабопроницаемую толщу в наиболее погруженных частях отрицательных структур [253,114]</p>	<p>Трапповый магматизм как фактор интенсивной разгрузки подземных вод не подлежит сомнению. В осадочный чехол проникли многочисленные интрузии (3-5 до 46%), сформировалась густая сеть тектонических разломов. Аномальные условия возникали под влиянием механического давления магмы, высокотемпературного прогрева, аномальных давлений эндогенных флюидов, тектонических движений. Контакты карбонатных пород с интрузиями характеризуются резко повышенными проницаемостью и притоками рассолов[126]</p>	<p>1) высокотемпературная (400-800 °С) (Сухотунгусская площадь – натечные корки антракосолита в ассоциации с пироксеном, магнетитом, цеолитом);</p> <p>среднетемпературная (350-400°С) - каплевидные включения керита и антракосолита внутри кристаллов кварца, кварцита, цеолита в минеральных жилах среди вулканогенных пород триаса;</p> <p>низкотемпературные минеральные образования, насыщенные битумом;</p> <p>2) гидротермальные образования в виде месторождений и проявлений полиметаллов, исландского шпата, нефтепроявлений и т.д.</p>	<p>1) высокоокисленные асфальтные битумы и кериты и асфальтово-асфальтитовые жилы разрывных нарушений на антиклинальных структурах);</p> <p>2) разгрузка подтверждается нефтепроявлениями, возникшими на данной стадии [14]</p>	<p>1) Поднятия привели к резкому расчленению рельефа (до 500-1000 м) в пределах плато Путорана, обновились древние и заложились молодые флюидопроницаемые разломы, интенсифицировалась разгрузка. В связи с похолоданием разгрузка замедлилась, по сравнению с доледниковым неогеновым периодом и ныне функционирует;</p> <p>2) слабый характер окисленности в зоне гипергенеза, нефтей и малахитов, иногда они встречаются с асфальтовыми антракосолитами, что указывает на их независимость и подтверждение путей миграции.</p>

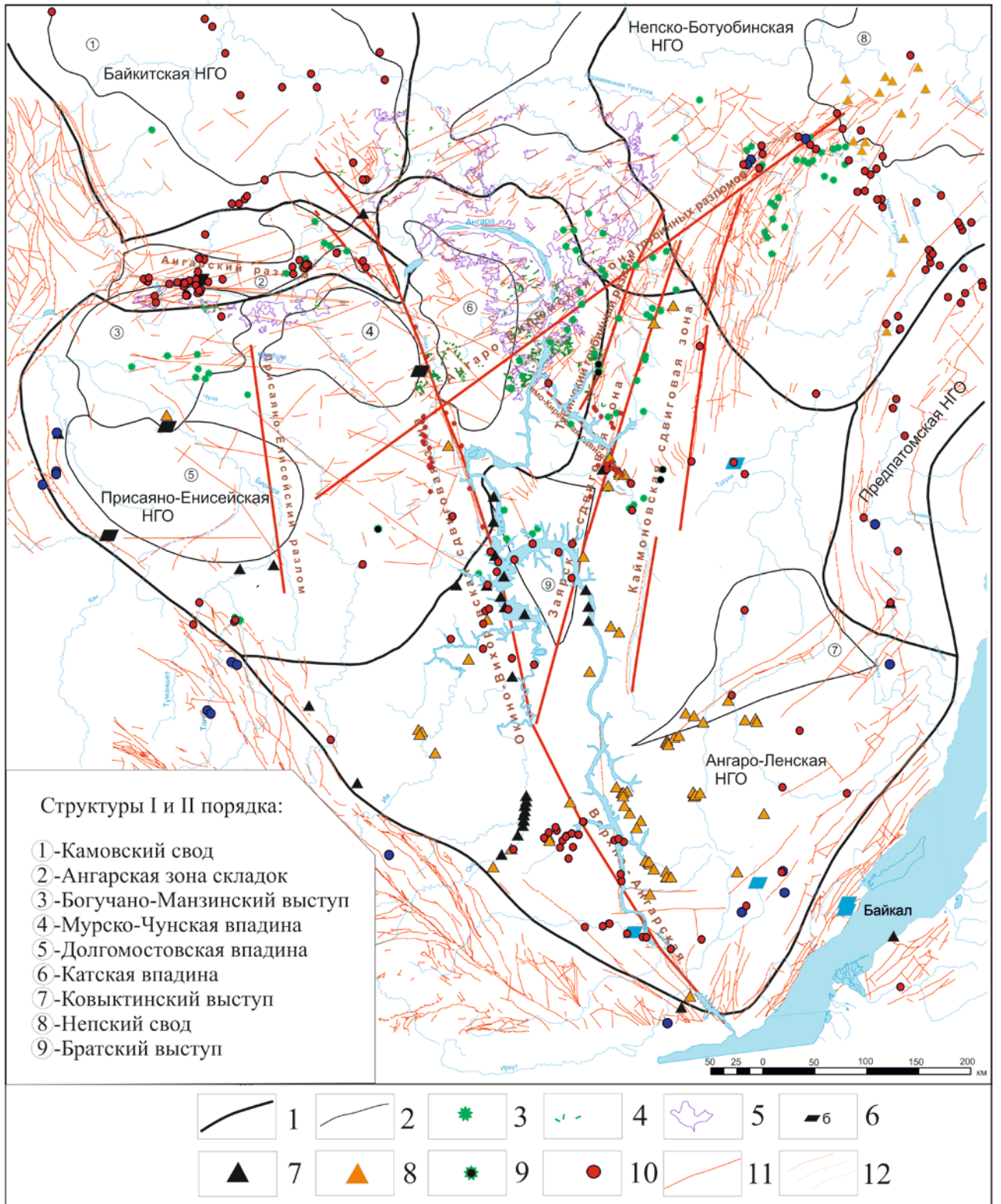


Рисунок 27 – Карта зон и очагов современной и древней разгрузки подземных флюидов южной части Лено-Тунгусской НПП (Составили А.И.Сурнин и др., [219])

Границы структур: 1 - границы нефтегазоносных областей (НГО), 2 - границы структур первого и второго порядка. Показатели древней палеоразгрузки флюидов: 3 - трубки взрыва, 4 - вулcano-структуры, поля концентраций секущих даек, 5 - туфы. Проявления и показатели современной восходящей разгрузки: 6 - лечебные минеральные воды и грязи: а) радоновые, б) месторождения грязей, обогащенных микрокомпонентами, в) соленые озера; битумопроявления: 7 - в верхней части разреза и на поверхности, 8 - в разрезе глубоких скважин, 9 - нефтепроявления в трубах взрыва; 10 - воды смешанного состава повышенной минерализации. Разрывные нарушения: 11 - зоны проводящих глубинных разломов, 12 - дизъюнктивный каркас по материалам геологической съемки (Геологические карты РФ масштаба 1:1000000 (третьего поколения) листы O-46,47,48; N-47,48).

рассолов, генетически несвойственных вмещающим отложениям, в терригенных и терригенно-карбонатных комплексах ордовика, силура, верхнего палеозоя, в вулканогенно-осадочном комплексе нижнего триаса вдоль широтного отрезка течения р. Нижняя Тунгуска (Таблица 37). Источник поступления рассолов – соленосные галогенно-карбонатные и подсолевые водоносные комплексы нижнего кембрия и венда.

3. Отмечено пространственное совмещение зон современных разгрузок с зонами древней нижнетриасовой гидротермальной минерализации, что свидетельствует о пространственной унаследованности продолжающейся гидрогеодинамической активности территории (Рисунок 27).

С опорой на ранее установленные региональные закономерности, используя весь комплекс данных предшественников и собственные материалы, построена Карта глубинной разгрузки Курейской синеклизы (Рисунок 28). На поверхности восходящая миграция проявляется многочисленными источниками, субаквальными проявлениями минерализованных вод и глубинной дегазацией. Они фиксируются газогидрохимическими аномалиями по показателям минерализации, химического состава, гелия, водорода, растворенных УВ и др. Известно, что наземными источниками разгружается лишь небольшая доля соленых и рассольных вод по сравнению с тем количеством, которое поступает в реки [170]. Разгрузка на дне рек является кратчайшим и наиболее легким путем выхода глубинных вод, поэтому русла крупных рек надо считать дренами для поступающих снизу глубинных вод. Особенно интенсивный подток наблюдается вдоль крупных рек Нижняя и Подкаменная Тунгуска, Таймура, Тутончана, Кочечум, Ейка и т.д. Практически всегда поверхностные аномалии контролируются зонами разломов и могут нести информацию о наличии нефтегазовых УВ скоплений в осадочном чехле.

Аномалии, локализованные вдоль флюидопроводящих зон (разломов), позволяют выделить контуры стабильных тектонических блоков, которые вероятно контролируют площади накопления и сохранность скоплений углеводородов в благоприятных ловушках осадочного разреза. Поэтому выявление и картирование геохимических аномалий в ландшафте имеет практическое значение для предварительной (рекогносцировочной) оценки нефтегазоносности территорий.

Данный подход был использован ранее для прогноза нефтегазоперспективных объектов на Присаяно-Енисейской синеклизе, Предпатомском прогибе. Основные результаты приведены в тематических отчетах и публикациях [69,152,226,219].

Таблица 37 – Состав пластовых вод осадочного чехла вдоль речного профиля Нижняя Тунгуска

Площадь	Номер скв.	Интервал, м		Система, отдел	Плотность флюида, г/см ³	Вг-, мг/дм ³	Минерализация, мг/дм ³	Состав вод	Условия отбора
Тура-Тутончаны	5к	25,0	74,0	Q,T ₁	1,003	20,2	4100,0	Cl-Ca	-
Тура-Тутончаны	36к	-	200,0	P ₃	1,224	2512,2	305859,8	Cl-Ca Na	ИП,пробоотборник (ПРИЗ-II)
Тура-Тутончаны	1к	-	377,0	P ₂	1,098	919,1	106930,0	Cl-Ca	устье,перелив
Тура-Тутончаны	48к	21,50	430,0	P ₂	1,070	86,7	95868,0	Cl-Na Ca	устье,перелив
Тура-Тутончаны	19к	-	559,0	P ₂	1,167	1338,7	221190,0	Cl-Ca	устье,перелив
Усть-Кочумдекская	1к	360,0	380,0	P ₁	1,065	139,1	146970,8	Cl-NaCa	устье
Тура-Тутончаны	29к	427,0	435,0	P ₁	0,000	184,4	25323,9	Cl -Na Ca	устье,перелив
Тура-Тутончаны	6к	-	688,0	P	1,001	466,8	4192,9	Cl-Ca Na	-
Тунгусская	1	-	1037,0	C-P	1,190	1531,8	270600,0	Cl-CaNa	-
Кирамкинская	1	465,0	1848,0	P-C,траппы	1,160	114,7	235080,0	Cl-CaNa	устье,перелив
Кирамкинская	1	-	1848,0	S ₂	-	-	266737,8	Cl-NaCa	устье,перелив
Нижнетунгусская	1	1038,0	1067,0	O ₂	1,240	3530,0	326112,0	Cl-CaNa	ИП
Учаминская	1	487,0	1457,0	траппы,D, S, O, €3,€2	1,265	282,0	351000,0	Cl-Ca	устье,перелив
Вивинская	1	1500,0	1575,0	O ₂	1,152	26800,0	223175,2	Cl-CaNa	устье,перелив
Тэтэнчиминская	1	-	1632,0	O	1,188	-	299962,0	Cl-Ca	устье при заб. 1632 м
Туринская	2	1178,0	2700,0	D ₁ ,S,O ₁ ,€3	1,234	2197,8	330100,0	Cl-CaNa	устье,перелив
Туринская	2	2717,0	2800,0	O ₁ -€3	1,245	2490,8	359273,0	Cl-CaNa	ИП
Анакитская	1	1590,0	1870,0	€2,€1	1,261	4595,4	369770,0	Cl-CaNa	устье,перелив
Учаминская	1	1550,0	2184,0	O ₂ ,O ₁ -€3,€3,€2	1,270	6110,4	371293,7	Cl-Ca	устье,перелив
Холокитская	1	-	1177,0	€3	1,053	-	132560,0	Cl-NaCa	устье
Учаминская	1	2250,0	2557,0	€2,€1-2,€1	1,261	4980,56	363274,2	Cl-CaNa	устье,перелив
Тутончанская	1	-	2100,0	€1-2	1,260	4950,0	386360,0	Cl-CaNa	устье
Учаминская	1	2320,0	2385,0	€1-2,€1	1,245	271,0	322030,0	Cl-CaNa	устье,перелив
Тэтэнчиминская	1	2452,0	2710,0	€1-2,€1	1,259	4985,6	352972,4	Cl-CaNa	устье,перелив
Западно-Ногинская	1	-	2023,0	€1	1,251	474,8	379315,5	Cl-CaNa	устье,перелив
Нижнетунгусская	2	-	3301,0	€1	1,265	4541,6	362941,7	Cl-CaNa	устье,перелив

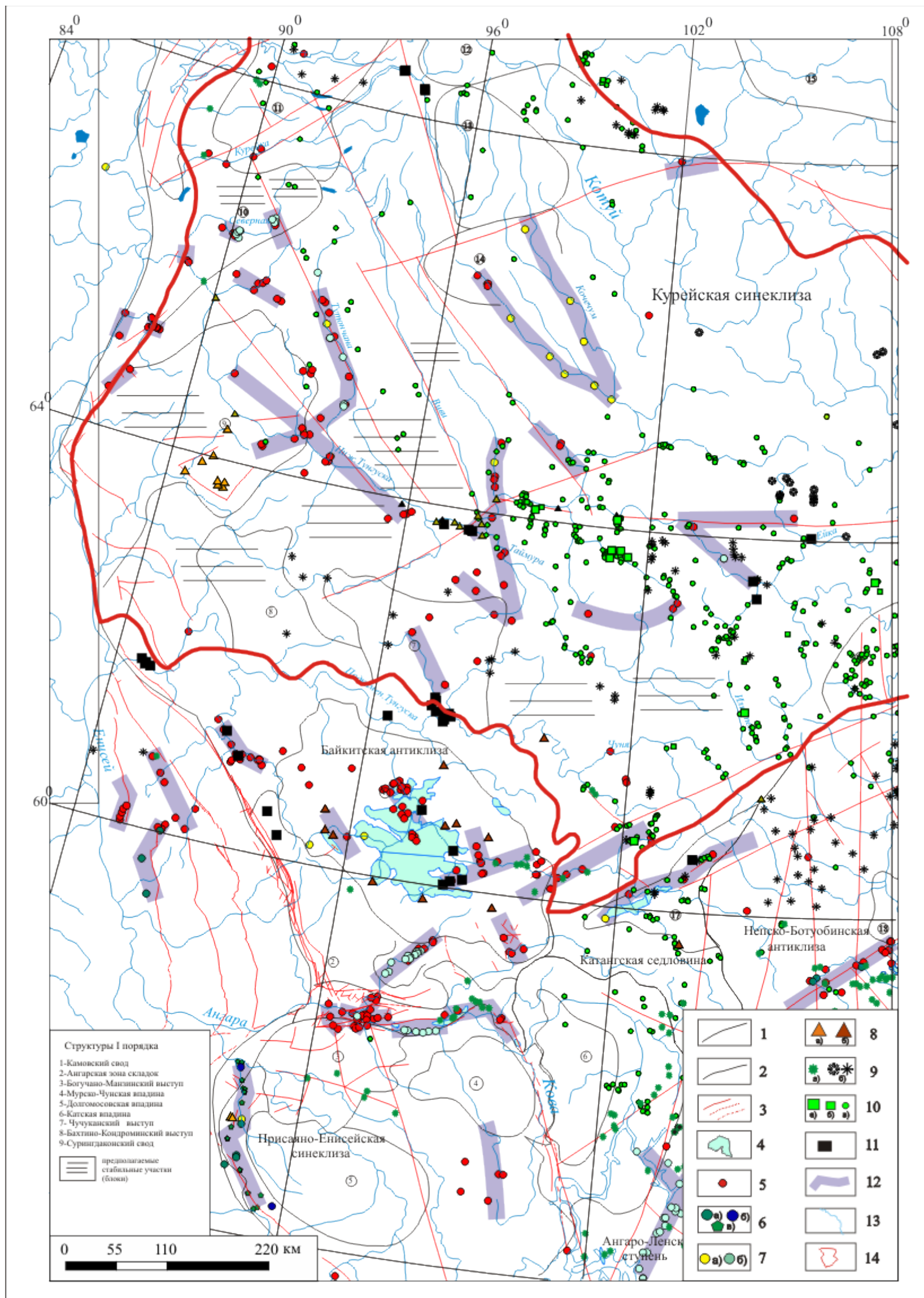


Рисунок 28 – Карта проявлений восходящей разгрузки глубинных флюидов в западной части Лено-Тунгусской НПП (составили И.В.Литвинова, А.А.Шаманова [69])

Границы тектонические: 1 - границы надпорядковых структур; 2 - границы структур первого и второго порядка. Разрывные нарушения: 3 - дизъюнктивный каркас по материалам геологической съемки (геологическая карта РФ М 1:1000000 лист О-46,47,48; Р-46,47,48; Q-45,46,47,48); 4 - месторождения углеводородов. Проявления и показатели современной восходящей разгрузки: 5 - воды смешанного состава повышенной минерализации (более 1 г/л)*; 6 - лечебные минеральные воды: а) радоновые; б) сероводородные, в) азотные; 7 - гидрогеохимические аномалии по: а) тяжелым УВ (ТУ) и гелию, б) проявления ароматических соединений; 8 - нефтегазопроявления в скважинах: а) в нижнем кембрии, б) в рифее и венде. Показатели древней палеоразгрузки флюидов: 9 - трубки взрыва (а), вулcano-структуры(б); 10 - гидротермальные месторождения и проявления: (а) крупные месторождения, б) средние, в) мелкие месторождения и проявления кальцита оптического (исландского шпата); 11 - битумопроявления в верхней части разреза; 12 - зоны современной разгрузки; 13 - речная сеть; 14 - территория исследования.

Примечания: *- по материалам СНИИГГиМС, ВНИГРИ и картам полезных ископаемых территории исследования 1:1000000)

3.4. Обобщенная гидродинамическая модель осадочного чехла территории Курейской синеклизы

Для формирования гидродинамической модели осадочного бассейна в условиях Сибирской платформы принципиально важно понимание геодинамической обусловленности масштабных направленных перемещений флюидов в осадочном чехле. Геодинамические причины флюидной динамики определяют ведущую роль в этом региональных глубинных разломов, которые во все эпохи активизаций контролировали направления миграции, сами служили путями разгрузки глубинных флюидов и остаются флюидоактивными в настоящее время. Это подразумевает базовый постулат: миграция флюидов в глубоких горизонтах осуществляется канализованно, только в период действия геотектонического возмущающего фактора и только в пределах области его влияния.

Для решения прогнозно-поисковых задач следует рассмотреть современную гидродинамическую модель осадочного чехла этой территории в целом. Обобщенная гидродинамическая модель бассейна должна отражать палеогидродинамические обстоятельства и характеристику состояния гидродинамического поля, термо- и пьезомаксимумы, проявления восходящей разгрузки флюидов и сопутствующие процессы.

Геотермическая составляющая была в деталях рассмотрена выше. Концептуально ее значение состоит в том, что неоднородность гидродинамической системы осадочного чехла проявляется изменчивостью геотемпературного поля. Современный геотермический режим иллюстрируют горизонтальные температурные срезы в интервале разреза от рифея до ордовика. Для них были рассчитаны приведенные температуры на плоскостях: -3500 м, -2500 м, -1500 м. Анализ температурных данных на каждом уровне позволил выделить однородные группы и ограничивающие их изотермы. Они использованы при построении карт приведенных температур (Рисунки 15, 16). Согласно картам на нефтегазоперспективных уровнях разреза уверенно проявляются высокотемпературные области в северо-восточной части Катангской седловины и на южном борту Курейской синеклизы [134]. Устойчивость контуров этих температурных аномалий в плане, а также совпадение их с площадями развития повышенных геотермических градиентов разреза свидетельствует о современных процессах активного прогрева этих областей и их глубинный источник.

Очаги и зоны прогрева осадочного чехла восходящими тепловыми потоками ассоциируются с проводящими глубинными разломами, контролирующими блоковые границы сочленения крупных тектонических структур. Это подтверждается (всей) совокупностью накопленных на сегодняшний день геолого-геофизических данных о глубинном строении выделенных территорий. Так, термомаксимум на Катангской седловине находится в зоне пересечения Ангаро-Виллойского и Заярского глубинных разломов, с которыми связана

интенсивная палеовулканическая и гидротермальная активность [69]. Область термомаксима на южном борту Курейской синеклизы охватывает Чамбэнское поднятие над выступом фундамента и градиентную зону погружения в Тембенчинскую котловину Туринской впадины – депоцентр Курейской синеклизы. Это депрессия со сложным блоковым строением фундамента, осложненная субвертикальными глубинными разломами (Рисунок 29). На карте глубинной разгрузки (Рисунок 28) – это область интенсивного проявления очагов гидротермальной палеоразгрузки.

Гидродинамические условия. Особенность гидродинамической системы разреза рассматриваемой территории Курейской синеклизы – преобладание сверхгидростатического гидродинамического режима на всех уровнях вскрытого разреза в водоносных комплексах от венд-нижнекембрийского до верхнепалеозойско-нижнетриасового. Нередко имеют место проявления АВПД с коэффициентом негидростатичности до $\geq 1,40$. Это обособляет ее от прилегающих с юга территорий, где фоновый гидродинамический режим – гидростатический равновесный. Наблюдаемая аномальность пластовых давлений по всему разрезу согласуется с многочисленными высокодебитными рассолопроявлениями в колонковых скважинах, минерализованными источниками, гидрогеохимическими аномалиями межпластовых перетоков. Это указывает на продолжающиеся процессы восходящей глубинной разгрузки флюидов в верхние горизонты разреза (Рисунки 24, 26, 28).

В целом, применяя для решения прогнозно-поисковых задач на территории Курейской синеклизы гидродинамическую модель осадочного чехла (Рисунок 30), следует учитывать, что:

- на северном склоне Бахтинского мегавыступа – на структурах Сурингдаконского выступа, Учаминского к.п., Вакунайского к.п. по результатам прямых измерений во вскрытом бурением разрезе установлена зона развития сверхгидростатических высоких и аномально высоких пластовых давлений в венд-нижнекембрийском и кембрийском комплексах (Рисунки 23, 25);

- на южном борту Курейской синеклизы в контуре субширотного отрезка р. Нижняя Тунгуска от Чамбэнского поднятия до погружения в Тембенчинскую котловину Туринской впадины выделяется область термомаксима. Прогрев осадочного чехла восходящими тепловыми потоками ассоциируются с проводящими глубинными разломами, контролирующими блоковые выступы фундамента (Рисунок 29).

В пределах установленного контура восходящей миграции рассолов возможно накопление переформированных залежей углеводородов из глубоко залегающих подсолевых резервуаров венда-риффея в стабильных межразломных блоках под базальтовыми и туфовыми экранами.

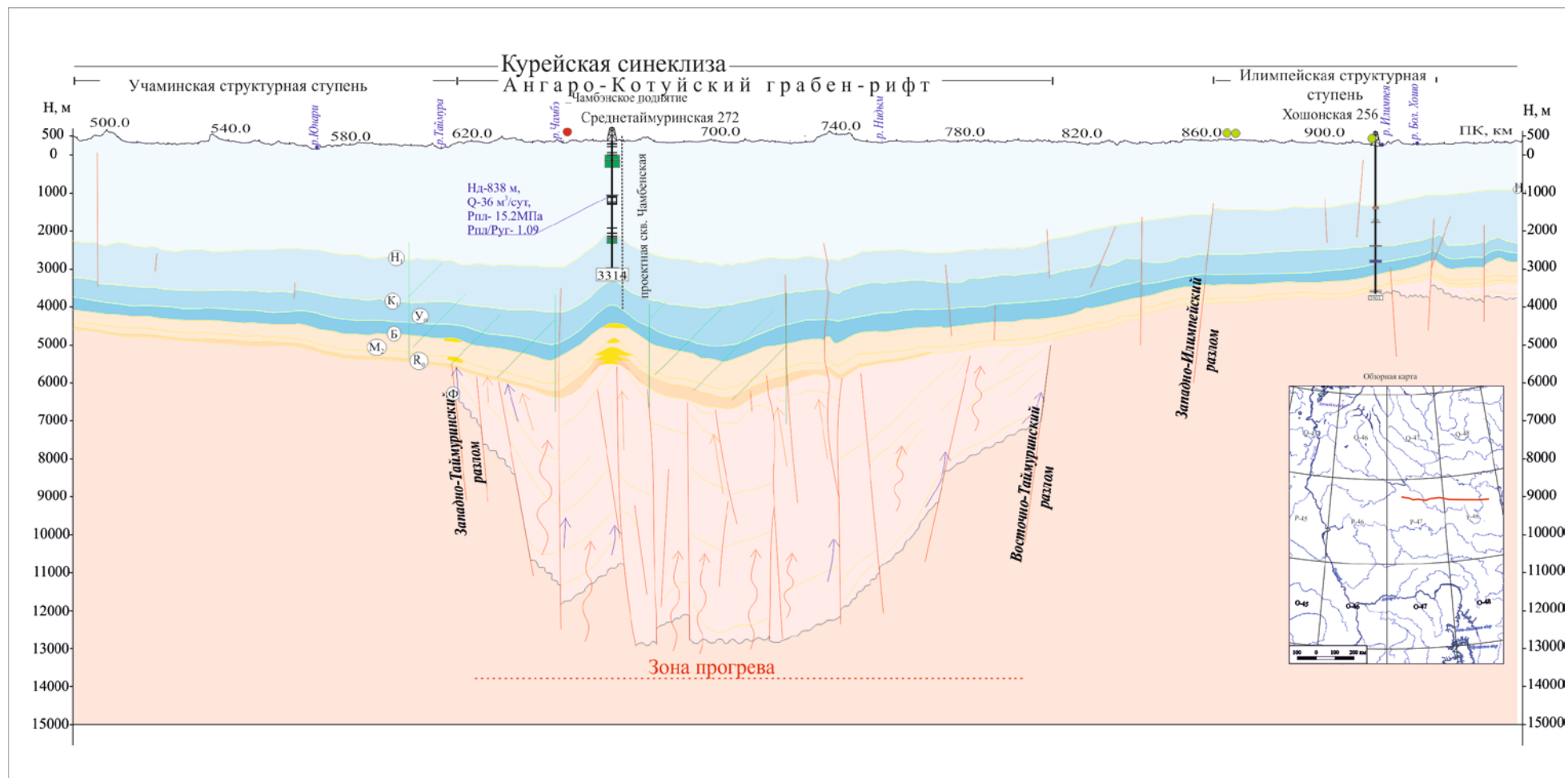


Рисунок 29 – Геолого-гидродинамический разрез через скв. Хошонская 256 - скв. Светлая 1 (Н-15 км) (использован сейсмогеологический разрез по региональному профилю скв. Хошонская 256-скв. Светлая 1 (восточная часть профиля) [78]

Условные обозначения смотри Рисунок 24.

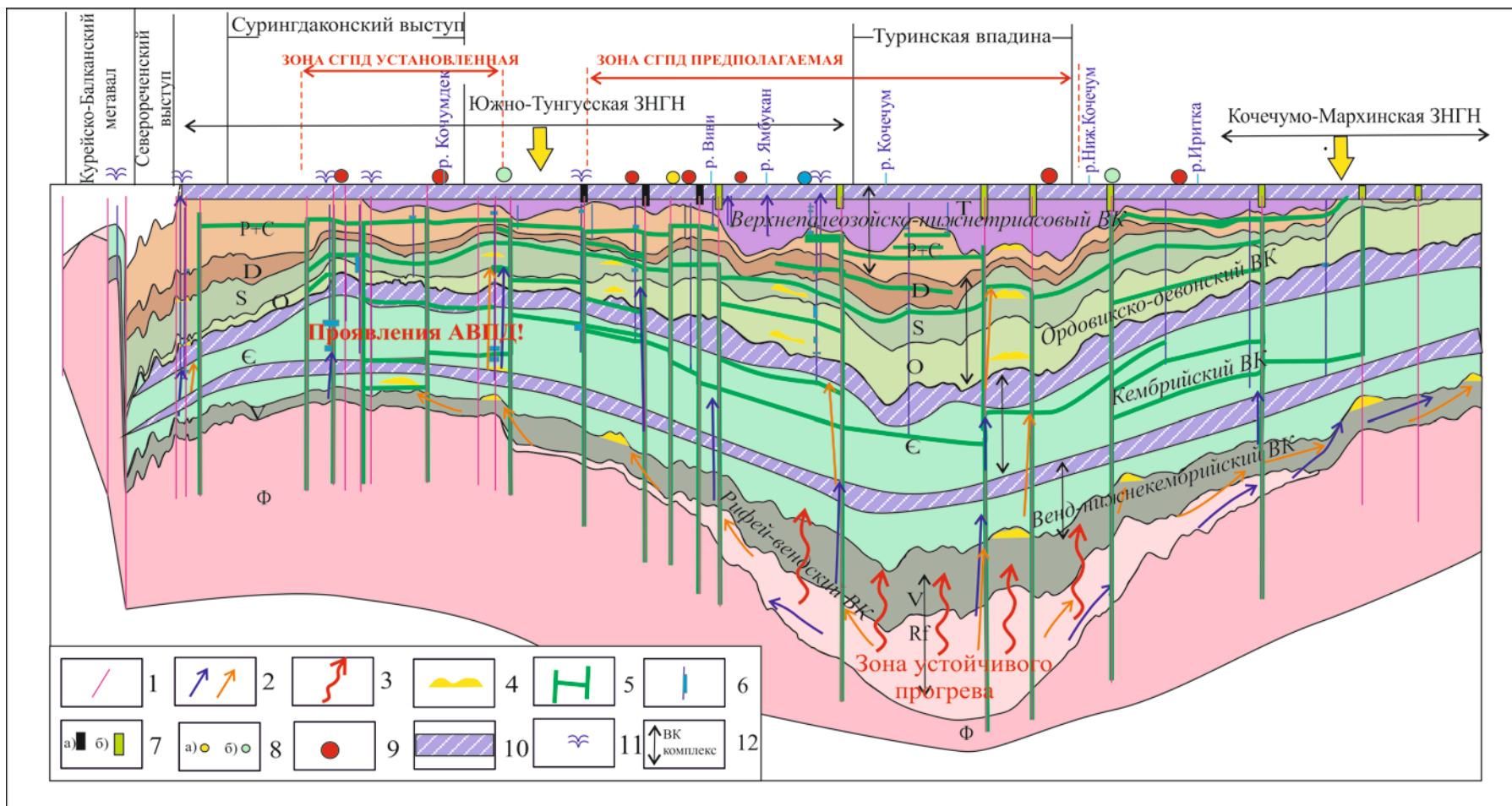


Рисунок 30 – Схематическая гидродинамическая модель осадочного чехла вдоль сейсмического профиля р. Нижняя Тунгуска

Условные обозначения: 1-разрывные нарушения; 2-предполагаемый миграционный водно-газовый поток; 3-аномальный прогрев разреза; 4-предполагаемые скопления УВ; 5-распределение траппов в разрезе; 6-глубокие скважины с интервалами водопроявлений (по результатам бурения и испытания); 7-а) битумопроявления, б) проявления кальцита оптического (исландского шпата); 8-гидрогеохимические аномалии по: а) тяжелым УВ (ТУ) и гелию, б) проявления ароматических соединений; основные региональные флюидлупоры; 9-воды смешанного состава повышенной минерализации (более 1 г/л); 10- региональные флюидоупоры; 11-самоизливы скважин; 12-региональные водоносные комплексы

Выводы

1. Гидродинамическое поле нефтегазоносного бассейна есть результат баланса разнонаправленных текущих геодинамических процессов. Тектонические напряжения и связанные с ними масштабные перемещения флюидов по локализованным проводящим каналам в земной коре проявляются гидродинамическими и геотермическими аномалиями в водоносных комплексах, локальными и «сквозь пластовыми» гидрогеохимическими аномалиями разреза. Непостоянство химического и газового состава флюидов на относительно коротких расстояниях свидетельствует о неравновесном состоянии гидрогеодинамических систем, что доказывается наличием АВПД и резкой дифференциацией поля пластовых давлений в плане и разрезе осадочных отложений.

2. Тематическими работами на месторождениях-эталонах и структурах с доказанной нефтеносностью разреза установлено, что продуктивные площади и объекты нередко проявляются как комплексные гидрогеологические аномалии: термо- и пьезомаксимумы, гидрогеохимические ореолы рассеяния вокруг залежей, геохимические аномалии в ландшафте. Это свидетельствует о недавних или продолжающихся процессах переформирования – обновления – пополнения залежей УВ [14,66,190,70,69].

3. Все эти аномалии взаимосвязаны причинно и, зачастую, пространственно. Поэтому выявление и анализ их распределения в гидродинамическом поле позволяет разглядеть геотектонический каркас флюидопроводящих зон (разломов) и стабильных тектонических блоков, которые контролируют поступление флюидов, формирование и сохранность скоплений углеводородов в осадочном чехле. Анализ термобарических условий осадочного разреза дает нам геотермический и гидродинамический косвенные показатели для оценки нефтегазоносности территории.

ГЛАВА 4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Неотъемлемой составляющей региональной оценки перспектив малоизученных территорий и поисковым инструментом зонального и локального прогноза нефтегазоносности подготовленных структур является обоснование комплекса нефтегазопроисковых гидрогеологических критериев.

Методические подходы к гидрогеологическому прогнозу нефтегазоносности заключаются в комплексном изучении всей флюидной системы осадочного бассейна в целом со всесторонним исследованием геотермии, гидродинамики, химического состава вод и их газовой составляющей. Следующий шаг – выяснение специфических особенностей бассейна и проявлений нарушения существующих закономерностей – аномалий [124]. На языке современной терминологии это означает построить гидрогеологическую (флюидодинамическую) модель осадочного бассейна, которая позволит четко обозначить пространственную соподчиненность гидрогеологических показателей нефтегазоносности с геолого-тектоническими и литолого-фациальными особенностями территории в пределах выбранного осадочного комплекса.

Различают следующие основные виды гидрогеологических критериев нефтегазоносности:

- современные – общегидрогеологические, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические (в том числе газовые и органические);
- палеогидрогеологические [125].

Существующие классификации в различной степени используют известный набор локальных гидрогеологических критериев от полного подробного перечня индивидуальных показателей до ограничения отдельными видами. Наибольший вклад в развитие классификации гидрогеологических показателей внесли В.П. Савченко, В.А. Сулин, В.А. Кротова, Г.И. Сухарев, Н.Н. Ростовцев, М.С. Гуревич, М.А. Гатальский, М.Е. Альтовский, А.А. Карцев, Е.А. Барс и другие. Наиболее полная классификационная схема, в которой выделены локальные гидрогеологические критерии, составлена В.А. Кротовой [160].

Всего насчитывается более ста гидрогеологических критериев нефтегазоносности. В практической работе использовать их все нецелесообразно, поскольку это требует больших затрат времени и не обеспечивает поисково-разведочное бурение оперативной информацией. Все исследователи единодушны в том, что следует использовать оптимальный комплекс наиболее информативных критериев для каждого нефтегазоносного бассейна, каждого отдельного его крупного структурного элемента и водоносного комплекса со своими количественными характеристиками, своим гидрогеологическим фоном. Такие комплексы

локальных гидрогеологических критериев разработаны для многих месторождений и площадей в нефтегазоносных бассейнах платформ, смежных прогибов, межгорных впадин и геосинклинальных областей европейской части России и Западной Сибири [94,147,160,167,103,140,251,176,205,155].

На Сибирской платформе опыт регионального, зонального и локального гидрогеологического прогноза нефтегазоносности показан в работах гидрогеологов ВостСиб.НИИГГиМСа [166] и СНИИГГиМСа [51,67,56,208,209,216,126,70] и других источниках [77].

Одни и те же виды критериев могут быть использованы как для региональной, зональной, так и для локальной оценки перспектив нефтегазоносности. Условно выделяют прямые и косвенные показатели. К прямым относят показатели ореольного рассеяния углеводородов из залежей (газовые, органические) и показатели биохимического и физико-химического воздействия залежей на подземные воды. Косвенные показатели несут информацию о благоприятных для формирования и сохранения углеводородных скоплений условиях – гидрогеохимической среды, гидродинамики и геотермии. К косвенным относят также показатели, генетическая природа связи которых с залежами УВ до конца не ясна (микроэлементы) [216].

Выполненная гидрогеологическая оценка нефтегазоносности территории Курейской синеклизы соответствует стадии регионального и зонального прогноза. Для прогноза использованы глубинные гидрогеологические критерии нефтегазоносности (гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические), основанные на данных бурения и испытания скважин, а также ландшафтные критерии нефтегазоносности – по материалам поверхностного газово-гидрогеохимического опробования территории. Характеристика основных групп гидрогеологических критериев нефтегазоносности и примененных количественных показателей приведена в Таблицах 38, 39.

4.1. Глубинные гидрогеологические критерии нефтегазоносности

Комплекс гидрогеологических критериев нефтегазоносности обоснован результатами опробования глубоких скважин на эталонных месторождениях и перспективных площадях, расположенных вблизи границ Курейской синеклизы: в Собинско-Джелиндуконской, Юрубчено-Тохомской, Нижнеангарской зонах нефтегазонакопления [166,66,70,69]. В процессе разведки месторождений и поисковых геологоразведочных работ на этих территориях был получен достаточно необходимый материал о строении резервуаров, положении флюидных контактов, изменчивости геотермического и гидродинамического поля, гидрогеохимической и

газовой зональности, градиентах концентраций поисковых химических показателей в ореолах рассеяния залежей. Важным результатом анализа гидрогеологических условий эталонных месторождений (Рисунок 31) явилось установление взаимосвязи между гидрогеологическими параметрами и нефтеносностью разреза. Этим обоснован комплекс глубинных гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности. Ниже приведены характеристики эталонных объектов и граничные значения гидрогеологических показателей в ореоле влияния залежей

Таблица 38 – Методическое значение гидрогеологических критериев нефтегазоносности территорий

Глубинные критерии			Ландшафтные критерии
Гидродинамические	Геотермические	Гидрогеохимические	Газово-гидрогеохимические
Выделение фонового и аномального полей пластовых давлений позволяют установить зоны неравновесности флюидной системы; оценка гидродинамического режима флюидной системы по показателю негидростатичности; оценка гидрогеологической закрытости и выявление каналов миграции УВ из очагов генерации к местам скоплений.	Анализ температурных и тепловых полей с целью выявления открытых для тепло- и массопереноса проводящих разломов, каналов и очагов восходящей разгрузки глубинных флюидов (в том числе УВ). Показателем служит положительная геотермическая аномалия на плоскости сравнения, выбранной над продуктивным интервалом.	Гидрогеохимические показатели внутрипластовой миграции и разгрузки подземных вод; поисковые критерии УВ насыщения разреза – по составу водорастворенных газов, водорастворенных органических веществ.	Гидрогеохимические показатели, полученные в результате поверхностного гидрогеохимического опробования. Направлены на оценку нефтегазоносности территории до постановки глубокого бурения. По гидрогеохимическим аномалиям ландшафта выявляются и картируются очаги и зоны восходящей разгрузки глубинных флюидов, которые несут информацию об углеводородах в разрезе.

Таблица 39 – Граничные значения гидрогеологических поисковых показателей (обоснованные на эталонных месторождениях нефти и газа)

Геотермические	Относительно повышенная приведенная температура - термомаксимум
	Высокий геотермический градиент
Гидродинамические	Повышенное приведенное давление - пьезомаксимум
	Положительная негидростатичность гидродинамической системы $R_{пл}/P_{у.г.} > 1,1$
Гидрогеохимические	Гидрогеохимическая инверсия солевого состава
	Повышенное суммарное содержание металлов ($> 20 \text{ г/дм}^3$) в подошвенных и контурных водах в ближнем ореоле влияния залежи
	Повышенное содержание водорастворенных УВ ($АВ > 50 \text{ г/дм}^3$, $Сорг > 60 \text{ г/дм}^3$, $АУВ > 0,09 \text{ г/дм}^3$) в подошвенных и контурных водах в ближнем ореоле влияния залежи
	Повышенное содержание тяжелых углеводородов (ТУ) в водорастворенных газах (ВРГ) ($ТУ > 3\%$)
	Повышенная газонасыщенность (Г) рассолов ($Г > 1000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$)
	Высокое содержание индивидуальных газовых компонентов ($He > 0,5\%$)

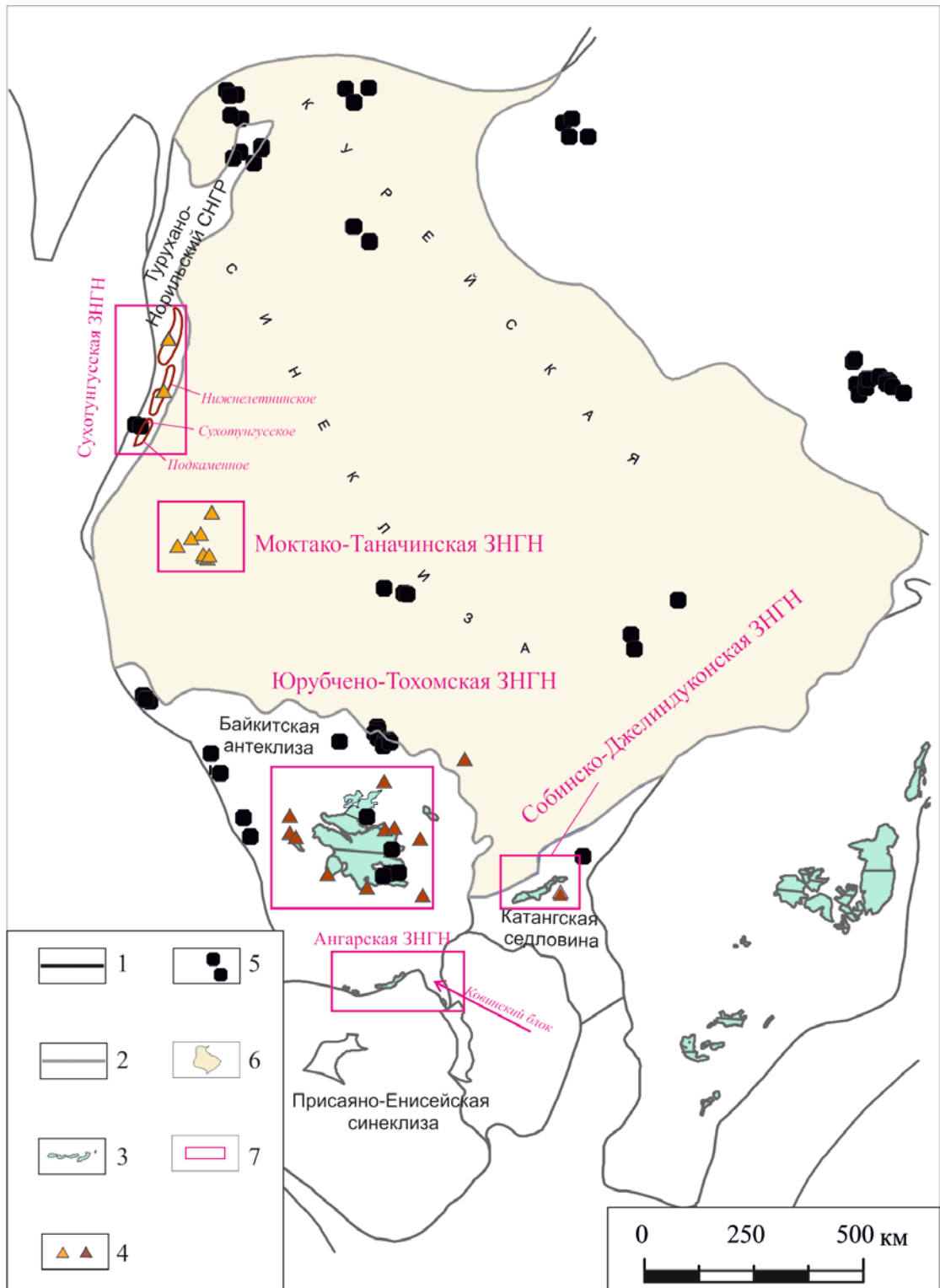


Рисунок 31 – Эталонные месторождения западной части Сибирской платформы

1 – границы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 2 – границы надпорядковых структур; 3 – месторождения нефти и газа (эталон); 4 – нефте- и газопроявления в глубоких скважинах; 5 – битумопроявления в верхней части разреза; 6 – район исследования; 7 – установленные зоны нефтегазонакопления..

I. Собинско-Джелиндуконская зона нефтегазонакопления на Катангской седловине

Собинское газонефтяное месторождение

Размеры структуры 43×11 км. Продуктивные горизонты связаны с песчаниками ванаварской свиты вендского терригенного комплекса. В тектоническом отношении Собинское поднятие представляет собой горст, ограниченный вдоль северного и южного крыльев структуры глубинными разломами. Разломы проницаемые и, по всей видимости, послужили питающими каналами для заполнения структуры. На это указывает весь комплекс геотермических и гидродинамических показателей:

- преимущественно нефтенасыщенная область вдоль периклинали северо-западного крыла месторождения характеризуется ступенчатым погружением водонефтяного контакта к линии разлома. На периклинали отметки ВНК в нефтенасыщенном горизонте ВН-4 на 50÷100 м ниже уровня условного ВНК в центральном блоке месторождения (Рисунок 32);

- прослеживается отчетливое увеличение приведенных температур на горизонтальном срезе с шагом до 3 °С/5 км и геотермического градиента разреза от 1,09 до 1,15 °С /100 м в направлении от центра структуры к глубинному разлому, ограничивающему её северо-западное крыло (Рисунок 33);

- зона разлома выделяется как пьезомаксимум. Приведенные пластовые давления $P^{2314м} = 31,4-32,8$ МПа и коэффициент негидростатичности $P_{пл.}/P_{уг}=1,23$ здесь существенно выше, чем в центральном блоке месторождения, где $P^{2314м} = 30,0-30,5$ МПа и $P_{пл.}/P_{уг} = 1,15-1,18$ (Рисунок 34).

Связь между насыщением коллекторов нефтью и относительной напряженностью гидродинамического поля находит подтверждение и на других нефтегазоносных площадях Катангской седловины (Пайгинское нефтегазовое месторождение, Джелиндуконская и Верхнеджелиндуконская площади с доказанным нефтенасыщением). Таким образом, мы можем рассматривать подобные аномалии как геотермический и гидродинамический косвенные критерии нефтегазоносности.

По гидрогеохимическим показателям Собо-Пайгинский нефтегазоносный район Катангской седловины также выделяется сформированной здесь зоной гидрогеохимической инверсии с пониженной минерализацией (200-230 г/дм³), с относительно низким содержанием кальция и усиленным фактором «натриевости» в химическом составе пластовых вод. Зона гидрогеохимической инверсии вокруг месторождений нефти и газа проявлена на фоне регионального распространения высоко метаморфизованных хлоридных натриево-кальциевых рассолов с минерализацией 280÷350 г/дм³ в терригенном комплексе венда на Катангской седловине [190,211,213,215]. Наблюдаемая инверсия солевого состава объясняется опресняющим воздействием оторочки солюционных и конденсационных вод, сопутствующих углеводородным скоплениям. Наиболее опреснены подошвенные рассолы в

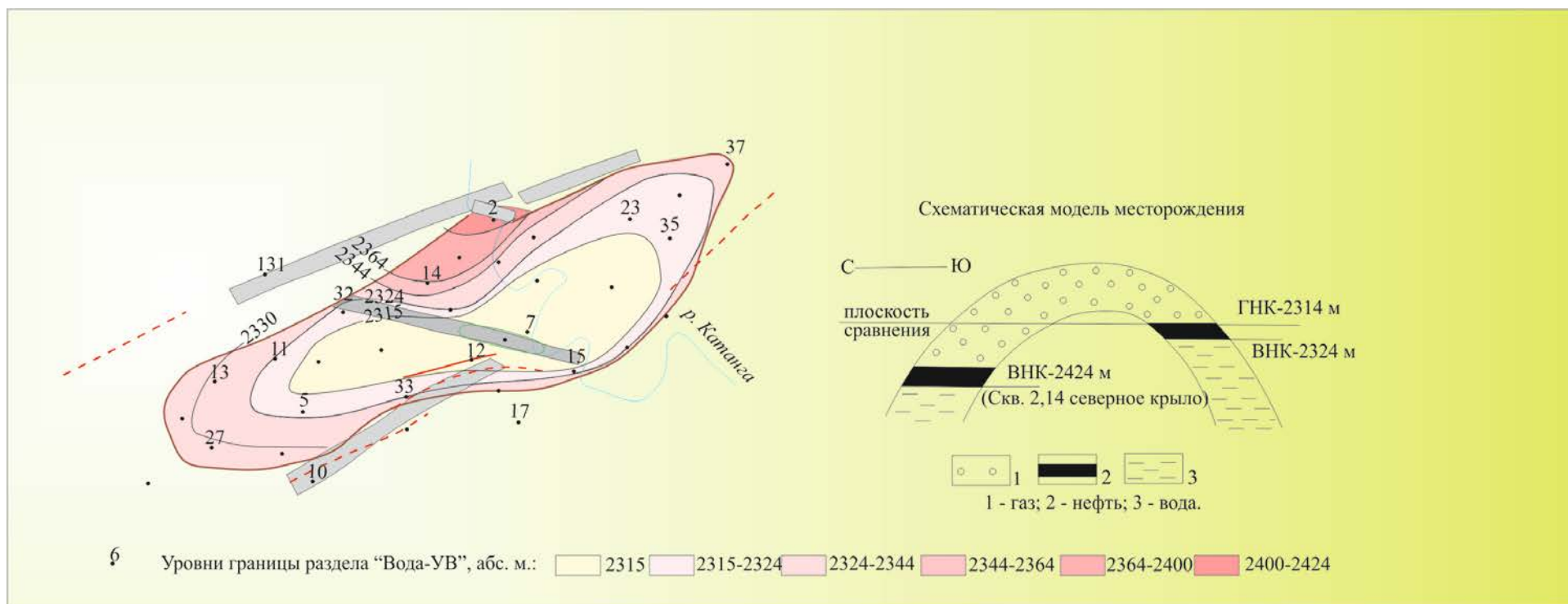


Рисунок 32 – Гипсометрическое положение нижней границы УВ-насыщения в продуктивном комплексе (V1 vn) Собинского нефтегазового месторождения (составил А.И. Сурнин [190])

1 – внешний контур продуктивности; 2 – а) установленные и б) прогнозируемые по геолого-геофизическим данным; 3 – прогнозируемые по комплексу гидрогеологических и геохимических показателей; 4 – скважина и ее номер.

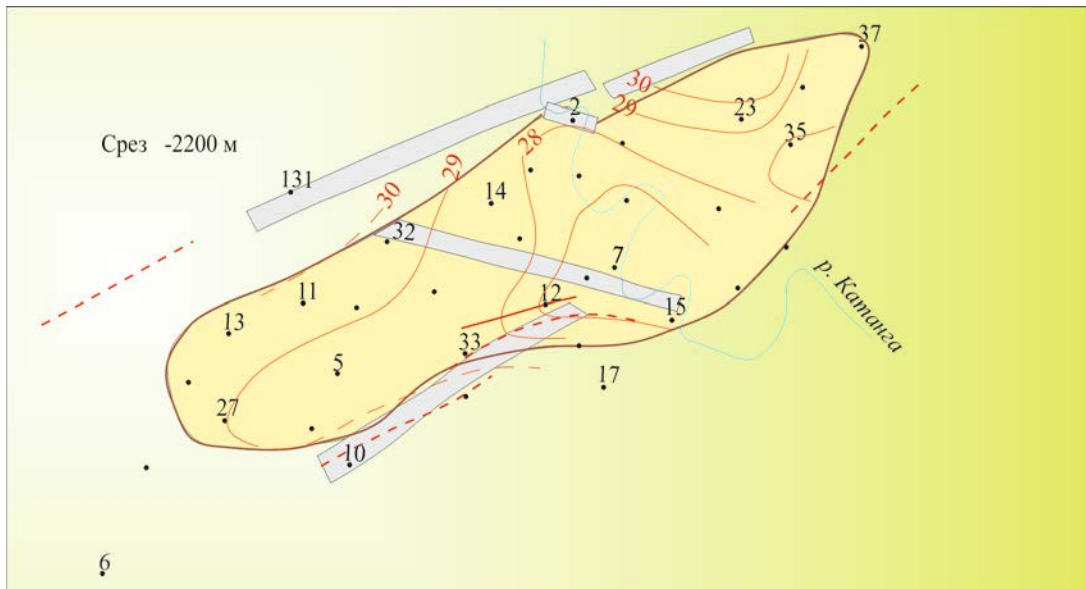


Рисунок 33 – Распределение температур над продуктивным комплексом (V1vn) Собинского нефтегазового месторождения (составил А.И. Сурнин [190])

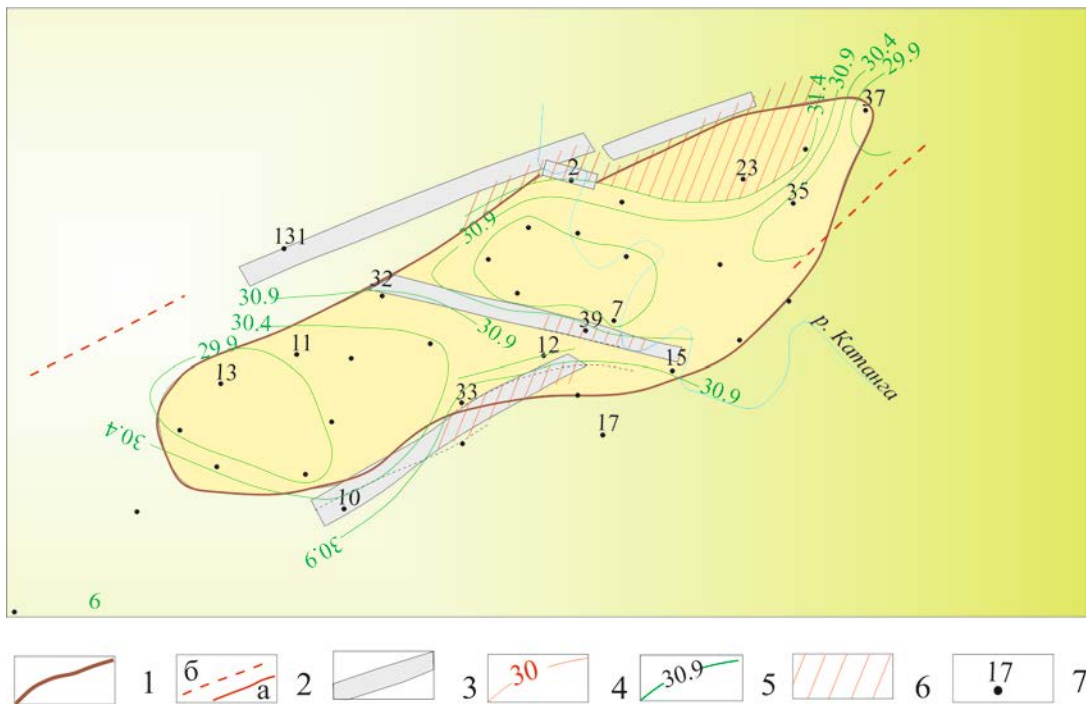


Рисунок 34 – Гидродинамические условия в продуктивном комплексе (V1vn) Собинского нефтегазового месторождения (составил А.И. Сурнин [190])

1 – внешний контур продуктивности; 2 – а) установленные и б) прогнозируемые по геолого-геофизическим данным; 3 – прогнозируемые по комплексу гидрогеологических и геохимических показателей; 4 – приведенные температуры на срезе -2200 м, °С; 5 – изолинии приведенных пластовых давлений ($P_{пр-2314}$), МПа; 6 – зоны пьезомаксимума; $P_{пр}>31$ МПа, $P_{пл/Ру.г.}>1,20$; 7 – скважина и ее номер.

контуре залежей. Таким образом, проявления инверсии гидрогеохимической зональности разреза можно рассматривать, как косвенный показатель нефтегазоносности.

Кроме того, прямыми поисковыми гидрогеохимическими показателями являются:

- тяжелые металлы, концентрации которых в пластовых водах на контакте с залежами в 2-10 раз выше, чем на «пустых» структурах;
- содержание водорастворенного $C_{орг}$ увеличено в контурных водах до 60 г/дм^3 и больше;
- газонасыщенность контурных пластовых рассолов составляет $1000 \div 1080 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, увеличиваясь до $2000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ на контакте с залежью (на удалении от залежи более 3-5 км газонасыщенность вод снижается до $200 \text{ см}^3/\text{дм}^3$);
- сумма тяжелых углеводородов (C_2-C_6) в составе водорастворенных газов резко увеличивается на контакте с залежью до $6 \div 10\%$ (на удалении от залежи более 3-5 км доля ТУ составляет $1 \div 5\%$).

II. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления на Байкитской антеклизе

На Байкитской антеклизе в группе месторождений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления запасы углеводородов связаны с карбонатными коллекторами рифея. Здесь прогнозное значение имеют гидродинамические и гидрогеохимические глубинные критерии нефтегазоносности.

Так, на Юрубченском месторождении центральная часть рифейскогазонасыщенного коллектора, содержащего основную залежь, выделяется как пьезомаксимум, а на периферии ловушки и за контуром ВНК напоры флюидов снижены на 0,5-1,0 МПа. Такое гидродинамическое районирование продуктивного комплекса пространственно согласуется с районированием по степени обводненности проницаемых горизонтов, что проявилось в совпадении пьезомаксимумов и зон повышенной водообильности.

Набор гидрогеохимических показателей обоснован в итоге согласования общей схемы гидрогеохимической зональности разреза и принципиальной гидрогеологической модели продуктивного комплекса Юрубченского месторождения, рассмотренного как эталон для ЮТЗ [27,209]. Здесь контактирующие с залежами рассолы отличаются инверсионным снижением минерализации (до 200 г/дм^3) с признаками разбавления, высоким содержанием J, растущим содержанием NH_4 , которые демонстрируют фактор влияния залежей углеводородов. Зональные показатели гидрогеологического прогноза дополняются локальными: по водорастворенному органическому веществу ($C_{орг.}$) и тяжелому изотопу углерода в бикарбонатах рассолов ($\delta^{13}\text{C}$) можно различать воды, контактирующие с нефтью ($C_{орг.}=200-320 \text{ г/дм}^3$, $\delta^{13}\text{C}=-31,5 -33,8 \text{ ‰}$) и воды, удаленные или литологически изолированные от залежи ($C_{орг.}=100-150 \text{ г/дм}^3$, $\delta^{13}\text{C}=-27,7 -29,3 \text{ ‰}$).

III. Ангарская зона нефтегазоаккумуляции в Зоне Ангарских складок

Газоконденсатные месторождения АЗС представляют интерес в качестве эталона для обоснования гидродинамического критерия нефтегазоносности по показателю АВПД.

В Ангарской зоне получены первые данные о проявлениях АВПД с коэффициентом негидростатичности $P_{пл}/P_{у.г.}=1,3\div 1,5$ (до 1,76) в проницаемых горизонтах нижнего венда, не связанных с кембрийским соленосным комплексом. При этом особенное значение имеет прослеженная на ряде объектов тенденция нарастания аномальности пластовых давлений вниз по разрезу. Это явление интерпретируется как результат внедрения в коллектор высокоэнергетичного флюида с более глубокого уровня [5].

Примером служит промышленное газопроявление с абсолютно свободным дебитом до 1 млрд. м³/сут из отложений нижнебельской подсвиты кембрия, вскрытое одной из скважин на Ковинской структуре. Аномальность пластового давления в этой залежи составила $P_{пл}/P_{у.г.}=1,45$ на глубине 1300 м. Последующее опробование отложений нижнего кембрия и карбонатного венда на этой и прилегающих площадях положительных результатов не дало. Во вскрытом и опробованном интервале осадочного разреза до глубины ~ 4 км не обнаружен источник газовой залежи в нижнебельской подсвите. Детальный анализ материалов бурения и проводки скважин, результатов их опробования и испытания позволяет сделать вывод, что данное газовое скопление вторично к вмещающему коллектору и поступило с более глубоких уровней.

Расчет гидростатического положения очага аномальности для измеренного на глубине 1300 м АВПД в бельской залежи (с учетом пластовой плотности газа ~ 0,3 г/см³) показывает глубину ~ 6200 м (в основании рифейской толщи, почти 1100 м ниже поверхности рифея – горизонта R_0).

Согласно сейсмогеологической модели бельская газовая залежь находится в зоне дробления пород фронтальной части надвигающейся плиты глубинного разлома, к оси которого приурочена Ковинская структура [151,162]. В этих условиях каналы для восходящей миграции глубинных флюидов могут быть связаны с зоной субвертикальной трещиноватости вдоль оси разлома. Эти каналы «открыты» в периоды сейсмической активности и закрыты («залечены») солями вторичной минерализации (галит, ангидрит, кальцит и др.) в периоды покоя. В кратковременные периоды сейсмического раскрытия тектонических трещин происходят масштабные перераспределения высоконапорных флюидов (газоконденсата, воды) на верхние уровни разреза к зонам разуплотнения, открытым резервуарам-коллекторам (Рисунок 35).

IV. Сухотунгусская зона нефтегазонакопления в Туруханском самостоятельном нефтегазоносном районе

В Туруханском СНГР известны газовые залежи в венд-нижнекембрийском (платоновская свита) и кембрийском (таначинская свита) нефтегазоперспективных комплексах осадочного разреза: Сухотунгусская, Подкаменная и Нижнелетнинская. Их геологические модели остались недостаточно изученными, но имеющиеся данные показывают прямую связь гидродинамических параметров и гидрогеохимических особенностей водоносных горизонтов с залежами УВ [22].

На Подкаменной структуре в кембрийских доломитах с каверновыми или палеокарстовыми коллекторами заключена газовая залежь с нефтяной оторочкой. Дебиты притоков газа из таначинского горизонта верхнекостинской подсвиты составили 54,5-23,4 тыс. м³/сут, пластовой воды (рассола) – 56 м³/сут, нефти – 1,4 м³/сут [22].

Структура имеет блоковое строение: отмечается гидродинамическая разобщенность между скважинами, размещенными в разных блоках. Также, по характеру распределения пластовых давлений допускается возможность разнонаправленных – восходящих и нисходящих перетоков между проницаемыми пластами, что подтверждается единым хлоридным натриево-кальциевым составом рассолов нижних и верхних уровней таначинского горизонта. В таких условиях сохранность залежи возможна только при хороших экранирующих свойствах перекрывающих толщ. Покрышками в данном случае выступают отложения средне-верхнекембрийского возраста – летнинской и усть-пелядкинской свит [53].

Пластовые давления газовой залежи превышают условное гидростатическое давление на 10-30 %, что указывает на её переточное поступление в ловушку из более глубоко залегающего очага. Свидетельством проходивших ранее процессов восходящей межпластовой разгрузки флюидов служат следы гидротермальной деятельности – залеченные карбонатными и сульфатными солями трещины в перекрывающих залежь пластах флюидоупора (Таблица 40).

В качестве поисковых гидрогеохимических показателей для оценки новых площадей можно использовать данные по водорастворенным газам и ОВ.

Газ в залежи преимущественно углекислотно-метановый (по ряду проб метаново-углекислый с долей CO₂ до 78 %). Содержание ТУ в свде залежи составляет 6-8 %, а в водорастворенных газах контурных вод 4,4 %.

По соотношению углеводородных компонентов (СН₄/ТУ = 1,6÷11,3) – газ классифицируется как жирный с конденсатом и нефтяной оторочкой [53]. Близкую характеристику имеют водорастворенные газы в пластовых рассолах, отобранных в контуре (недоразведанной) залежи. По данным В.И. Вожова «рассолы, контактирующие с газоконденсатной залежью, вероятно содержащей нефтяную оторочку, максимально обогащены

ароматическими УВ. Содержание и распределение водорастворенных монокарбоновых кислот в соотношении с распределением аренов, позволяют рассматривать аномально высокие концентрации летучих кислот как характерный признак газоконденсатной залежи».

Таблица 40 – Гидрогеологические показатели перспектив нефтегазоносности Курейско-Бакланихинского мегавала

Залежь	Подкаменная свк. 7, 8, 9	Сухотунгусская свк. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10	Нижнелетнинская свк. 1, 2, 3, 4
Верхнекостинская свита			
Характеристики притока	газ ~54,5 -24,3 тыс. м ³ /сут	газ – 1,5 тыс.м ³ /сут; вода – 65 м ³ /сут	-
Пластовое давление, МПа	~10,4	-	-
Коэффициент негидростатичности	~1,1-1,3	-	-
Пластовая температура, °С	8	-	-
АУ в пластовых водах, г/дм ³	~ 1,3-6,7	16,6	-
ТУ в ВРГ, %	~ 7,0	~ 4,0	-
Средне- и нижнекостинская свита			
Характеристики притока	вода ~10 м ³ /сут нефть~1,4 м ³	вода ~54-172 м ³ /сут; газ – 0,5 тыс.м ³ /сут	вода – 45 м ³ /сут; Г – 22 м ³ /сут
Пластовое давление, МПа	~15	-	~16,4
Коэффициент негидростатичности	1,1-1,3	-	~1,3
Пластовая температура, °С	14-16	-	~15
АУ в пластовых водах, г/дм ³	~ 0,15-1,0	н/об	-
ТУ в ВРГ, %	~ 10,0	~ 1,0	~ 1,0
Платоновская свита			
Характеристика притока	вода ~48 м ³ /сут	нефть – 42 м ³ /сут (расч.), вода – 64,8 м ³ /сут (сред.) газ – 0,5-6 тыс. м ³ /сут	ГК – не измерен, Н – 0,16 м ³ /сут; вода ~ 4-240 м ³ /сут
Пластовое давление, МПа	~24	не измерено; отмечен перлив 1,5-1,8 м ³ /сут	~16
Коэффициент негидростатичности	~1,0-1,1	-	~1,0-1,1
Пластовая температура, °С	~30-31	~30,4	~22
АУ в пластовых водах, г/дм ³	-	~ 0,1	~ 0,4
ТУ в ВРГ, %	-	~ 5,0	~ 5,0

Применение комплекса глубинных гидрогеологических критериев на территории Курейской синеклизы

Для прогноза нефтегазоносности площадей параметрического и поискового бурения на Курейской синеклизе можно применять рассмотренный выше комплекс гидрогеологических критериев, который показал свою информативность на прилегающих территориях в схожих геологических и гидродинамических условиях. В тоже время, необходимо учитывать весьма неравномерную и недостаточно системную изученность гидрогеологических условий

нефтегазоносности исследуемой территории. Поэтому для классификации показателей оценки перспективных поисковых объектов была дополнительно привлечена разработанная А.Д. Назаровым типизационная схема органо-гидрогеохимических критериев нефтегазоносности, в которой граничные значения поисковых показателей нефтегазоносности обоснованы на большом статистически надежном массиве гидрогеохимических данных [155]. Сравнение имеющихся гидрогеохимических данных по нефтегазоносным горизонтам Курейской синеклизы с аналогичными показателями по Западной Сибири, приведенными в классификации А.Д. Назарова, показывает, что их значения меняются в общем диапазоне. Это еще раз подтверждает универсальность (преимущественно) диффузионного механизма формирования ореолов рассеяния залежей и сопутствующих этому физико-химических процессов в относительно пассивной системе УВ – пластовые воды – низкопроницаемый коллектор.

Гидродинамические показатели. Повышенная гидродинамическая напряженность в разрезе наблюдается вдоль южного и юго-западного борта Курейской синеклизы в венд-нижнекембрийском и кембрийском комплексах. На площадях Сурингдаконского выступа пластовые давления в рассолоносных горизонтах сверхгидростатические до аномально высоких (АВПД) с $R_{пл}/R_{уг}=1,12\div 1,4$. При этом отмечается высокая, вплоть до предельной, газонасыщенность пластовых вод: в скв. Усть-Дельтулинская 214 из отложений нижнекембрийского комплекса получен приток газа дебитом $500 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Тенденция развития сверхгидростатических пластовых давлений в венд-нижнекембрийском и кембрийском комплексах прослеживается также в направлении на север и северо-восток от Бахтинского мегавыступа к Тутончанской площади (Таблица 41).

Таблица 41 – Гидродинамический режим в проницаемых комплексах Курейской синеклизы

Водоносный комплекс	Площадь, скважина	$R_{пл}/R_{уг}$	Гидродинамический режим*
Ордовикско-девонский	Анакитская	1,3-1,34	АВПД
	Средне-Таймуринская	1,05	гидростатический
Кембрийский	Анакитская	1,34	АВПД
	Нижнетунгусская	1,16-1,3	СГПД-АВПД
	Таначинская, Моктаконская	1,1-1,29	СГПД-АВПД
	Намурская	1,15-1,27	СГПД-АВПД
	Бурусская	1,17-1,28	СГПД-АВПД
	Пойменная	1,1-1,25	СГПД
	Холминская	1,16-1,25	СГПД
	Кочумдекская	1,1-1,2	СГПД
	Вакунайская	1,1-1,16	СГПД
	Сурингдаконская	1,1-1,15	СГПД
Венд-нижнекембрийский	Моровская, Кочумдекская 3, Нижнетунгусская 6	1,21-1,37	СГПД-АВПД
Рифей-вендский	Чамбинская, Ванаварская, Южно-Чуньская, Мундуйская, Копоктинская	1,12-1,4	СГПД-АВПД

На юго-восточном борту Курейской синеклизы режим высоких и аномально-высоких пластовых давлений получил развитие на Усть-Илимпейском структурном мысе. Здесь, на Моровской площади в венд-нижнекембрийском комплексе из высокопроницаемого трещинного коллектора (тэтэрская, собинская свиты) получены притоки рассолов дебитом до 100 м³/сут с АВПД: на глубине 3720 м пластовое давление достигло 507 атм, $R_{пл}/R_{уг}=1,37$. С позиции «переточной» природы этой гидродинамической аномалии (как результат восходящей разгрузки по разуплотненному дизъюнктивному каналу), расчетная гидростатическая глубина источника внедрения составляет ~ 4020 м (с учетом плотности рассола 1,26 г/см³). Это уровень поверхности рифея – базальных горизонтов венда.

На северо-западе Курейской синеклизы в районе Мундуйской скв. 401 режим сверхгидростатических пластовых давлений (СГПД) установлен даже в рифейском комплексе, где негидростатичность составляет 12 %. Схожие условия в рифее прогнозируются вдоль южного борта синеклизы, по аналогии с зоной пьезомаксимума в прилегающем районе Катангской седловины (Таблица 41).

Геотермические показатели. В южной части Курейской синеклизы в рифей-вендском, венд-нижнекембрийском и кембрийском комплексе установлена область прогрева осадочного чехла восходящими тепловыми потоками. Это отражено на картах и схемах (Рисунки 13-16).

Гидрогеохимические показатели. Гидрогеохимические показатели наиболее информативны, так как отражают ореолы рассеяния УВ скоплений в пластовых водах. Как известно, нефтегазоперспективные проницаемые комплексы в осадочном чехле Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы насыщают, преимущественно, пластовые рассолы хлоридного Са-Na и Na-Са состава с минерализацией свыше 300 г/л. На нефтегазоносных площадях для них характерно высокое содержание аммония от 100 до 1900 мг/дм³. В водорастворенных газах отмечено повышенное содержание тяжелых углеводородов (ТУ) в водорастворенных газах на продуктивных площадях (Таблица 42).

Таблица 42 – Газовые показатели на перспективных площадях Курейской синеклизы

НГК	Площадь	Содержание ТУ в ВРГ, % (состав)
Рифей-вендский	Ванаварская, Вакунайская	2-13 (N ₂ -CH ₄) 2- 10 (N ₂ -CH ₄ , CH ₄)
Венд-нижнекембрийский	Моровская	до 6 (CH ₄)
Кембрийский	Копоктинская	До 5 (N ₂ -CH ₄ , CH ₄)
	Таначинская	4-15 (CH ₄)
	Намурская	2-11 (N ₂ -CH ₄)
	Анакитская	4-18 (CH ₄)
Ордовикско-девонский	Анакитская	15 (CH ₄)

На сегодняшний день накоплен небольшой массив данных по содержанию водорастворенных органических веществ (ВРОВ) и аквабитумоидов (АБ) [115,62,155] в подземных и поверхностных водах нефтегазоносных территорий. По оценке А.Д. Назарова (2004) «ВРОВ имеют тесную парагенетическую связь с рассеянными ОВ и процессами нефтегазообразования, отражая все многообразие органогенных процессов, и поэтому они обоснованно относятся по своим прогнозно-информационным возможностям к наиболее надежным качественным и количественным нефтегазопроисковым гидрогеохимическим показателям.

По принципу Типизационной схемы А.Д. Назарова выполнена градация значений органо-гидрогеохимических показателей, изученных в пластовых водах нефтегазоперспективных комплексов Курейской синеклизы: АБ, Сорг, ароматических УВ и карбоновых кислот. Поисковые градации содержания АБ и ВРОВ распределяются по следующим группам: региональный фон, зоны нефтегазогенерации, ореолы рассеивания месторождений.

Содержания аквабитумоидов (АБ) в природных водах Курейской синеклизы изменяется от $< 10 \text{ мг/дм}^3$ (региональный фон) до 200 мг/дм^3 в глубоких горизонтах (Таблица 43).

Таблица 43 – Аквабитумоиды в подземных водах Курейской синеклизы

Площадь	№ скв	Интервал, м		Система	Свита	pH	M г/дм ³	Содержание битумоидов, мг/дм ³
Усть-Таймуринская	2к	56.0	-	Q	-	6.1	6.0	17.99
р. Нижняя Тунгуска	водопункт	-	-	Q	-	7.0	17.0	7.60
р. Нижняя Тунгуска	44к	305.0	473.0	Q	-	3.4	319.0	2.06
р. Нижняя Тунгуска	47к	-	-	Q	-	6.8	5.0	3.26
р. Нижняя Тунгуска	47к	245.0	407.0	Q	-	-	6.0	6.66
Бахтинская	2	444.0	-	S	дьявольская	5.0	227.0	9.27
Учаминская	1	1550.0	2184.0	O, E	бабкинская, усть-мундуйская, усть-пеляджинская, летнинская	3.5	360.0	19.67
Вивинская	1	2856.0	-	E2-3	литвинцевская	5.2	-	6.62
Анакитская	1	809.0	1952.0	E1-2	ангарская	5.6	360.0	8.71
Сухотунгусская	4	840.0	870.0	E1-2	в/костинская	3.6	353.0	86.90
Сухотунгусская	5	2272.0	-	E1	н/костинская	3.7	350.0	7.50
Сухотунгусская	5	2461.0	2590.0	E1	в/платоновская	3.7	356.0	12.65
Бурусская	201	3375.0	3460.0	E1	абакунская, марская	5.3	383.0	0.69
Куюмбинская	4	1990.0	2005.0	E1	с/усольская	6.1	383.2	7.79
Тутончанская	1	2710.0	3039.0	E1	булайская, сурингдаконская, бурусская	4.6	373.0	160.10
Нижнелетнинская	2	1716.0	2002.0	V	н/платоновская	5.0	169.0	239.09
Нижнелетнинская	2	1625.0	1731.0	V	с/платоновская, н/платоновская	4.0	166.0	81.77
Нижнелетнинская	2	1296.0	1304.0	V	с/платоновская	6.9	-	81.96
Оморинская	3	2391.0	2471.0	V	катангская, оскобинская	-	-	44.71
Оморинская	3	2473.0	2521.0	V	оскобинская	-	-	158.59
Собинская	27	2730.0	2733.0	V	ванаварская	6.1	231.85	18.29
Оскобинская	1	2235.0	2248.0	V	ванаварская	8.7	147.0	93.93
Нижнелетнинская	4	1243.0	1637.0	V	с/платоновская, н/платоновская	7.8	214.0	54.49
Юрубченская	8	2330.0	2340.0	Rf		2.8	225.6	18.53

По имеющимся отдельным определениям в подземных водах Курейской синеклизы встречаются объекты, где содержания АБ соответствуют ореолам рассеивания залежей (Таблица 44). Перспективные площади показаны в Таблице 45.

Таблица 44 – Поисковые градации значений органо-гидрогеохимического показателя (АБ) на Курейской синеклизе

НГО	Аквабитумоиды (АБ), мг/дм ³		
	Южно-Тунгусская, Турухано-Норильский СНГР	Байкитская	Катангская
Региональный фон	3-19	7-18	Не изучены
Зоны нефтегазогенерации	38-45		
Ореолы рассеяния месторождений	54-239	44-158,6	

Таблица 45 – Содержания аквабитумоидов водоносных комплексах на перспективных площадях Курейской синеклизы

НГК	Площадь	АБ, мг/дм ³
Рифей-вендский	-	Не изучены
Венд-нижнекембрийский	Нижнелетнинская	54-82
Кембрийский	Тутончанская	160
	Сухотунгусская	84
Ордовикско-девонский	-	Не изучены

Изменчивость содержания общего водорастворенного углерода (Сорг) в осадочном чехле синеклизы представлена в Таблицах 46, 47, 48. Содержание Сорг в поверхностных водах составляет от 1 до 18 мг/дм³ (р. Северная, р. Тутончана, скважина Тутончанская 44); в глубоких горизонтах содержание Сорг обычно свыше 9-12 мг/дм³. Обращают на себя внимание высокие содержания Сорг в поверхностных источниках на р. Северная, Курейка (41-44 мг/дм³). В источнике на р. Уокит содержания Сорг составили 98,4 мг/дм³. Поисковые градации значений Сорг приведены в Таблице 49. Перспективные площади по данному показателю представлены в Таблице 50.

Таблица 46 – Содержания Сорг в пластовых водах Курейской синеклизы

НГО	Площадь	№ скв	Интервал, м	Вмещающий комплекс	Свита	Сорг, мг/дм ³
Курейская	Ванаварская	1	3285 - 3314	Rf	-	264
	Катангская	3	3318 - 3351	Rf	-	219
	Катангская	3	3196 - 3311	V	оскобинская, ванаварская	11
	Ванаварская	1	3285 - 3314	Rf	-	24
	Южно-Чуньская	107	2796 - 2990	Rf	-	250
	Чамбинская	114	3312 - 3317	V	ванаварская	300

НГО	Площадь	№ скв	Интервал, м	Вмещающий комплекс	Свита	Сорг, мг/дм ³
Туруханский район	Сухотунгусская	8	1776 - 1870	Є2, Є1	костинская	64
Южно-Тунгусская	Нижнетунгусская	1	2551 - 2593	Є1	булайская, сурингдаконская	852
	Нижнелетнинская	4	1243 - 1637	Є1, V	с/платоновская, н/платоновская	82
	Нижнетунгусская	2	1773 - 1848	Є2	летнинская, таначинская	48
	Учаминская	1	1500 - 2184	О, Є	бабкинская, усть-мундуйская, усть-пелядкинская, летнинская	456
	Нижнетунгусская	1	2551 - 2593	Є1	булайская, сурингдаконская	312
	Нижнетунгусская	2	- - 3170	Є1	марская	66
	Нижнетунгусская	2	- - 3301	Є1	марская	697
	Нижнетунгусская	2	- - 3301	Є1	марская	50
	Нижнетунгусская	2	- - 2704	Є2, Є1	костинская	108
	Анакитская	1	- - 1932	Є2, Є1	ангарская	138
	Малькитконская	211	3155 - 3233	Є1	бурусская, абакунская	228
	Пойменная	1	2770 - 2866	Є1	булайская, сурингдаконская	72
	Таначинская	2	2497 - 2592	Є1	дельтулинская, булайская	168
	Холминская	212	2099 - 2142	Є1	таначинская, дельтулинская	132
	Пойменная	2	2095 - 2525	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	36
	Сурингдаконская	3	2110 - 2154	Є2	таначинская	108
	Бурусская	201	2275 - 2415	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	36
	Сурингдаконская	3	2246 - 2326	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	72
	Нижнетунгусская	6	2077 - 2154	Є2	таначинская	120
	Пойменная	1	2325 - 2377	Є1	дельтулинская	96
	Нижнетунгусская	6	2148 - 2188	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	12
	Таначинская	3	1834 - 1842	Є2	таначинская	60
	Нижнетунгусская	6	3386 - 3443	Є1	абакунская	228
	Таначинская	5	2126 - 2155	Є2	дельтулинская	24
	Западно-Ногинская	1	- - 2023	Є1	дельтулинская	276
	Западно-Ногинская	1	- - 2023	Є1	дельтулинская	168
	Малькитконская	211	3155 - 3233	Є1	бурусская, абакунская	840
	Таначинская	1	2180 - 2266	Є2	таначинская	324
Нижнетунгусская	1	2551 - 2593	Є1	булайская, сурингдаконская	46	

Таблица 47 – Содержание Сорг в поверхностных источниках Курейской синеклизы

НГО	Поисковая площадь	Вмещающий комплекс	С орг, мг/дм ³
Северо-Тунгусская	р. Турука	P-T1	86.40
Северо-Тунгусская	р. Турука	P-T1	105.60
Северо-Тунгусская	р. Северная	P-T1	102.00
Северо-Тунгусская	р. Северная	P-T1	44.40
Северо-Тунгусская	р. Верхний Хурдюкант	P-T1	91.20
Северо-Тунгусская	р. Верхний Хурдюкант	Q	66.00
Северо-Тунгусская	р. Северная	P2-T1	15.60
Северо-Тунгусская	р. Северная	P-T1	20.16
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	25.44
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	1.44
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	6.72
Северо-Тунгусская	р. Верхний Хурдюкант	P	108.00
Северо-Тунгусская	р. Кананда	P	10.40
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	106.80
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	92.40
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	140.40
Северо-Тунгусская	р. Турука	P	69.60
Северо-Тунгусская	р. Северная	P	64.80
Северо-Тунгусская	р. Кананда	Q	11.52
Южно-Тунгусская	р. Уокит	P-T1	98.40
Южно-Тунгусская	р. Тутончаны	P	5.76
Южно-Тунгусская	р. Уокит	P	41.40
Южно-Тунгусская	р. Тутончаны	P	20.40

Таблица 48 – Содержание Сорг в подземных водах среднего-верхнего палеозоя Курейской синеклизы (по колонковым скважинам)

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Вмещающий комплекс	С орг, мг/дм ³	Условия отбора
Чемдальская	к10		P2	270.0	устье, перелив
р. Курейка	к5		P2	29.04	устье, перелив
р. Курейка	к4		P2	43.80	устье, перелив
Верхненимдинская	к4	- - 1082.0	P	90.0	устье, перелив
Верхненимдинская	к4	116.0 - 118.0	T1	306.0	устье, перелив
Верхненимдинская	к2		P	50.4	устье, перелив
Верхненимдинская	к4	150.5 - 152.0	T1	324.0	устье
Верхненимдинская	к4	667.5 - 670.0	P	444.0	пробоотборник (ВПП-300)
Тутончанская	к44	410.0 - 420.0	P2	9.6	устье, перелив
Ясенгская	к3	675.0 - 703.0	S2	156.0	устье
Ясенгская	к3	780.0 - 798.0	S1	228.0	устье
Ясенгская	к3		-	72.0	устье, перелив
Ясенгская	к3	360.0 - 480.0	P1	228.0	устье
Тутончанская	к44	410.0 - 420.0	P1	9.7	устье

Таблица 49 – Поисковые градации значений органо-гидрогеохимического показателя (Сорг) в Курейской синеклизе

НГО	Органические кислоты, мг/дм ³		
	Южно-Тунгусская	Байкитская	Катангская
Региональный фон	3-19	7-18	18
Зоны нефтегазогенерации	35-60		
Ореолы рассеяния месторождений	72-852	93-424	156-300

Таблица 50 – Содержания водорастворенного Сорг в водоносных комплексах перспективных площадей Курейской синеклизы

НГК	Площадь	Сорг, мг/дм ³
Рифей-вендский	Южно-Чуньская, Джелиндуконская	97-116
Венд-нижнекембрийский	Тэтэринская, Нижнелетнинская	80-1000
Кембрийский	Нижнетунгусская, Учаминская, Верхненимдинская, Малкитконская	72-852
Ордовикско-девонский	Учаминская	156-456

Распределение содержаний водорастворенных ароматических УВ в осадочном чехле показано в Таблицах 51, 52. Поисковые градации значений ароматических УВ приведены в Таблице 53. Перспективные площади по данному показателю представлены в Таблице 54.

Анализ содержания водорастворенных ароматических УВ (бензол и толуол) широко применяется для оценки нефтегазоносности территорий. Считается, что присутствие бензола и толуола в водах – это прямой показатель нефтегазоносности. Установлено влияние конденсатов и нефтей в залежах месторождений на концентрацию бензола и толуола в контурных и законтурных рассолах. Это подтверждается близкими значениями отношения бензола к толуолу как в конденсатах, нефтях, так и в пластовых рассолах. Причина этому – диффузия аренов из залежи в подошвенные и законтурные рассолы [53].

Е.А. Барс были проведены расчеты из которых вытекает, что «при соответствующих условиях температур и давления подземные воды могут выносить из осадочных толщ значительные количества ОВ, в том числе водорастворимых битумоидов (ВРБ), накопление которых в осадках начинается еще на стадии раннего диагенеза, а преобразование продолжается в течение всей геологической их истории. Отдача же накопленных запасов ВРБ возможна лишь при реализации совокупного действия ряда природных факторов, в первую очередь – повышенных температур и давлений, а также усиления гидродинамической активности в пределах гидрогеологически закрытых до этого зон, что ярче всего должно проявляться в эпохи оживления различных тектонических процессов» [17].

Таблица 51 – Содержания АУВ и карбоновых кислот в пластовых водах Курейской синеклизы в глубоких скважинах

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система, отдел	Свита, подсвита, толща	∑ ароматических УВ, мг/дм ³	∑ органических кислот, мг/дм ³
Нижнелетнинская	3	1840,00	1926,00	Є1, V	с/платоновская, н/платоновская	-	0,14
Ванаварская	1	3285,00	3314,00	Rf	-	0,09100	40,28
Сухотунгусская	8	1345,00	1355,00	Є1	с/костинская	0,03-0,162	17,4942,27
Сухотунгусская	8	1190,00	1200,00	Є1	с/костинская	1,06700	18,02
Сухотунгусская	8	775,00	789,00	Є1-2	в/костинская	6,17200	7,04-45,78
Сухотунгусская	8	805,00	1424,00	Є1-2	в/костинская	1,32900	
Сухотунгусская	8	1110,00	1125,00	Є1	с/костинская	сл	18,65-62,65
Нижнелетнинская	4	1243,00	1637,00	Є1, V	с/платоновская, н/платоновская	-	0,22
Сухотунгусская	9	764,00	781,60	Є1-2	костинская	0,95400	24,09
Учаминская	1	2250,00	2557,00	Є1	летнинская	0,00300	1,51
Тутончанская	1	2710,00	-	Є1	булайская, сурингдаконская, бурусская	0,05500	0,45-1074
Нижнетунгусская	2	1773,00	1848,00	Є2	летнинская, таначинская	-	496,86
Нижнетунгусская	1	2551,00	2593,00	Є1	булайская, сурингдаконская	0,11000	6,50
Учаминская	1	1550,00	2184,00	O, Є	бабкинская, усть-мундуйская, усть-пеляджинская, летнинская	0,06300	16,67-47,0
Нижнетунгусская	1	1038,00	1067,00	O	неручандская	0,09700	н.о.
Нижнетунгусская	1	806,00	845,00	S	нимдинская, дявольская	0,11400	н.о.
Восточно-Ногинская	1	1895,00	-	Є1	дельтулинская	-	11,53
Моктаконская	4	2756,00	2802,00	Є1	бурусская	-	18,52-31,39
Таначинская	4	1902,00	1946,00	Є2	летнинская, таначинская	-	25,60
Сурингдаконская	3	2246,00	2326,00	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	-	12,42
Сурингдаконская	4	2110,00	2154,00	Є2	таначинская	-	7,72
Нижнетунгусская	6	2148,00	2188,00	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	-	25,97
Таначинская	1	3424,00	3502,00	Є1	абакунская, марская	5,71300	2,48-12,03
Таначинская	1	2742,00	2807,00	Є1	булайская	-	18,03
Таначинская	1	1926,00	1951,00	Є2	летнинская	-	19,62
Таначинская	2	1778,00	1889,00	Є2	летнинская, таначинская	сл. -5,713	9,75-19,19
Сурингдаконская	2	2193,00	2245,00	Є2	известняковая	-	1,99-20,82
Таначинская	2	2497,00	2592,00	Є1	дельтулинская, булайская	-	18,33
Сурингдаконская	2	2162,00	2214,00	Є2	известняковая	-	20,36
Бурусская	201	3375,00	3460,00	Є1	абакунская, марская	-	3,13
Пойменная	2	2095,00	2525,00	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	-	2,47
Пойменная	2	2680,00	2761,00	Є1	булайская, сурингдаконская	-	3,96

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система, отдел	Свита, подсвита, толща	∑ ароматических УВ, мг/дм ³	∑ органических кислот, мг/дм ³
Нижнетунгусская	6	3585,00	3700,00	Є1, V	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	-	4,00
Пойменная	2	2100,00	2128,00	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	сл	1,86-8,24
Пойменная	2	2505,00	2582,00	Є1	дельтулинская	-	3,89
Нижнетунгусская	6	3623,00	3700,00	Є1, V	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	-	4,85
Пойменная	1	2770,00	2860,00	Є1	булайская, сурингдаконская	-	2,56
Пойменная	1	2325,00	2377,00	Є1	дельтулинская	-	12,71
Нижнетунгусская	6	3386,00	3443,00	Є1	абакунская	-	5,0-10,38
Бурусская	201	3114,00	3188,00	Є1	бурусская	-	21,81
Ирбуклинская	1	3279,00	3333,00	Є2	дельтулинская	-	8,34
Ирбуклинская	1	3332,00	3350,00	Є2	дельтулинская	-	8,00
Тэтэнчиминская	1	3129,00	3130,00	Є1	булайская	-	4,14
Бурусская	201	2275,00	2415,00	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	-	1,87
Малькитконская	211	3155,00	3233,00	Є1	бурусская, абакунская	-	40,17
Таначинская	7	2889,00	2969,00	Є1	бурусская	-	8,84
Холминская	212	2099,00	2142,00	Є1	таначинская, дельтулинская	0,57900	11,44
Западно-Ногинская	1	2083,00	-	Є1	дельтулинская	0,87700	32,64
Моктаконская	2	3458,00	3507,00	Є1	моктаконская	-	77,61
Моктаконская	3	3248,00	3269,00	Є1	абакунская, марская	-	15,60
Моктаконская	6	3119,00	3192,00	Є1	бурсская	-	14,27
Моктаконская	3	3201,00	3222,00	Є1	абакунская	-	6,68
Малькитконская	211	2890,00	2958,00	Є1	бурусская	-	23,23
Моктаконская	2	2034,50	-	Є2	таначинская	-	9,20
Западно-Малькитконская	216	2507,00	2561,00	Є1	дельтулинская	-	5,60
Вакунайская	2	1424,00	1440,00	Є1	с/усольская	--	11,09
Вакунайская	2	1502,00	1511,00	V	тэтэрская	-	4,68
Моктаконская	5	2564,00	-	Є1	булайская	сл	16,85-28,94
Усть-Кочумдекская	202	3382,00	3445,00	Є1	абакунская, марская	-	1,70
Усть-Кочумдекская	202	3064,00	3127,00	Є1	бурсская	-	1,98
Таначинская	8	3361,00	3398,00	Є1	марская, моктаконская	-	62,58
Моктаконская	2	3458,00	3507,00	Є1	моктаконская	-	947,60
Моктаконская	5	3214,00	3243,00	Є1	абакунская	-	20,42
Западно-Малькитконская	216	3702,00	3790,00	Є1	моктаконская	сл	0,85
Моктаконская	2	2350,00	2358,00	Є1	дельтулинская	сл	87,80
Моктаконская	3	3416,00	3427,00	Є1	моктаконская	сл	36,82
Таначинская	7	3454,00	3505,00	Є1	моктаконская	сл	6,23
Таначинская	8	3491,00	3527,00	Є1	моктаконская	0,30800	16,85

Площадь	№ скв.	Интервал, м		Система, отдел	Свита, подсвита, толща	∑ ароматических УВ, мг/дм ³	∑ органических кислот, мг/дм ³
Таначинская	8	3497,00	3644,00	Є1	моктаконская, ясенгская, тэтэрская	сл	23,40
Холминская	212	3630,00	-	Є1	марская	сл	1,56
Кочумдекская	1	2431,00	2535,00	Є1-2	дельтулинская	0,002-0,006	27-86
Кочумдекская	1	2354,00	2420,00	Є1-2	дельтулинская	13,68400	11,80
Кочумдекская	1	1298,70	1338,50	О	неручандская, байкитская	сл	
Кочумдекская	1	2693,00	2797,00	Є1	булайская, сурингдаконская	сл-0,004	12,64-18,72
Ирбуклинская	1	2920,00	3048,00	Є2	таначинская, дельтулинская	-	21,53
Ирбуклинская	1	3146,00	3250,00	Є2	дельтулинская	-	14,79
Ирбуклинская	1	2240,00	2250,00	О2	устьестолбовская, байкитская	-	25,24
Сухотунгусская	3	600,00	-	Є2	летнинская	16,59000	7,46
Сухотунгусская	2	530,00	-	Є2-3		4,59700	8,86
Верхненимдинская	1	2658,00	2762,00	Є	костинская	сл	7,79
Ванаварская	2	2741,00	2878,00	Rf		-	64,78
Нижнелетнинская	4	1270,00	1420,00	Є1	с/платоновская	0,40500	4,42-22,8
Кочумдекская	2	2485,00	2500,00	Є1-2	дельтулинская	0,00200	
Нижнетунгусская	3	2161,00	2171,00	Є1	дельтулинская	0,00500	2,13-41,32
Кочумдекская	1	2549,00	2678,00	Є1	дельтулинская, булайская	0,001-0,006	-
Ванаварская	3	3047,00	3056,00	V	ванаварская	0,33150	-
Кочумдекская	2	2356,00	2482,00	Є1-2	дельтулинская	сл	-
Нижнетунгусская	4	2347,00	2537,00	Є1	дельтулинская, булайская	0,07000	-
Нижнетунгусская	4	2151,00	2256,00	Є2, Є1	таначинская, дельтулинская	0,00200	-
Вивинская	1	2876,00	-	Є2,3	литвинцевская	0,00058	-
Кочумдекская	1	2209,00	2350,00	Є1-2	дельтулинская	0,00550	1,44
Анакитская	1		1932,00	Є1-2	ангарская	-	32,21
Кочумдекская	1	1298,50	1338,50	О	неручандская, байкитская	-	0,44
Ванаварская	1	3332,00	-	Rf	-	-	11,98
Нижнетунгусская	4	3022,00	3035,00	Є1	бурусская	-	2,46
Нижнетунгусская	4	3069,00	3201,00	Є1	бурусская, абакунская	-	22,68
Володинская	4	1793,70	1850,00	Є1-V	платоновская	-	324,90
Володинская	4	1800,00	1850,00	Є1-V	платоновская	-	260,90

Таблица 52 – Содержания АУВ и карбоновых кислот в пластовых водах Курейской синеклизы в поверхностных водах

Площадь	Номер скв.	∑ ароматические УВ, мг/дм ³	∑ органические кислоты, мг/дм ³
р. Ямбукан	водопункт	сл.-0,00068	3,31
р. Ерачимо	водопункт	0,004-0,4	-
р. Эмбэнчимэ	водопункт	н/об	0,57-1,63
р. Тутончаны	водопункт	0,15-0,95	0,17-82,0
р. Бильчаны	водопункт	сл	0,33-6,6
Канандинская	водопункт	сл	1,79
р. Северная	водопункт	сл. - 0,4	1,49-1,73
р. Курейка	водопункт	сл.	
р. Дьявольская пр.берег 1 км выше руч.Красного	водопункт		6,00
р. Подкаменная Тунгусска	водопункт	сл.	сл.-151,94
р. Турука, Кананда	водопункт	сл. -0,025	1,79
р. Н екогдакон	водопункт	0,07000	0,88

Таблица 53 – Поисковые градации значений органо-гидрогеохимического показателя (АУВ) в Курейской синеклизе

НГО	Ароматические УВ, мг/дм ³		
	Южно-Тунгусская	Байкитская	Катангская
Региональный фон	0.05-0.06		
Зоны нефтегазогенерации	0.09-3		
Ореолы рассеяниянефтегазовых месторождений	< 0.15		

Таблица 54 – Концентрации водорастворенных АУВ на перспективных площадях Курейской синеклизы

НГК	Площадь	Сорг, мг/дм ³
Рифей-вендский	Ванаварская	0.3
Венд-нижнекембрийский	-	не определены
Кембрийский	Таначинская, Кочумдекская, Сухотунгусская	>2
Ордовикско-девонский	Учаминская, Нижнетунгусская	0.11

Как уже было сказано в третьей главе, в периоды тектонической активизации происходят масштабные перемещения флюидов по локализованным проводящим каналам в земной коре, проявляются гидродинамическими и геотермическими и гидрогеохимическими аномалиями в водоносных комплексах, локальными и «сквозь пластовыми» гидрогеохимическими аномалиями разреза. Следы этих перемещений мы наблюдаем в осадочном разрезе в виде битумо- и нефтепроявлений, а также гидротермальных образований. Эти процессы сопровождались повышением пластовых температур, усилением гидродинамической активности, гидротермальной деятельностью, что способствовало «выносу» и перемещению

ВРОВ из осадочного комплекса.

По результатам анализа глубинных гидрогеологических показателей построена Карта перспектив нефтегазоносности южной части Курейской синеклизы. На карте отражены участки и области, которые могут представлять интерес в нефтегазопроисковом отношении (Рисунок 36).

4.2. Ландшафтные показатели

Выявление и картирование геохимических аномалий в ландшафте имеет практическое значение для предварительной (рекогносцировочной) оценки нефтегазоносности территорий. Тематическими работами на месторождениях-эталонах и структурах с доказанной нефтеносностью разреза установлено, что продуктивные площади и объекты нередко проявляются как комплексные гидрогеологические аномалии: термо- и пьезомаксимумы, гидрогеохимические ореолы рассеяния вокруг залежей, геохимические аномалии в ландшафте.

Цель геохимического опробования – выявление и картирование геохимических аномалий, которые связаны с восходящей разгрузкой глубинных флюидов и несут информацию о наличии нефтегазовых УВ скоплений в осадочном чехле. Изучение поверхностных проявлений ореолов рассеяния залежей в подпочвенных отложениях и ландшафте включает литогеохимическое, газогеохимическое и фитогеохимическое опробование с гидрогеохимическим контролем поверхностных водоемов. Такое комплексирование повышает достоверность прогнозных построений.

Анализ распределения геохимических аномалий и поверхностных эманаций углеводородов на маршрутах и поисковых площадях показывает дизъюнктивный каркас осадочного чехла, очаги и зоны глубинной разгрузки и другие общие закономерности, которые в увязке с сейсмогеологическими данными участвуют в построении геологической модели разреза, необходимы для оценки нефтегазоносности территорий.

На западе Сибирской платформы установлена восходящая разгрузка подземных вод, зоны и очаги которой совмещаются с разрывными нарушениями и таликами по долинам рек и озер. Выявлена пространственная связь зон современной и палео-разгрузки подземных вод, свидетельствующая об унаследованности каналов миграции флюидов [49,53]. По таким зонам многократно реализовалась миграция подземных вод и нафтидов, совместное размещение которых вблизи разрывных нарушений, послужило основанием для прогноза нефтегазоносности на Непском, Камовском и Сурингдаконском сводах, где в контурах температурных, гидродинамических и гидрогеохимических аномалий впоследствии были открыты месторождения нефти и газа [57]. Все это послужило обоснованием для проведения массовых газогидрогеохимических поисков скоплений углеводородов.

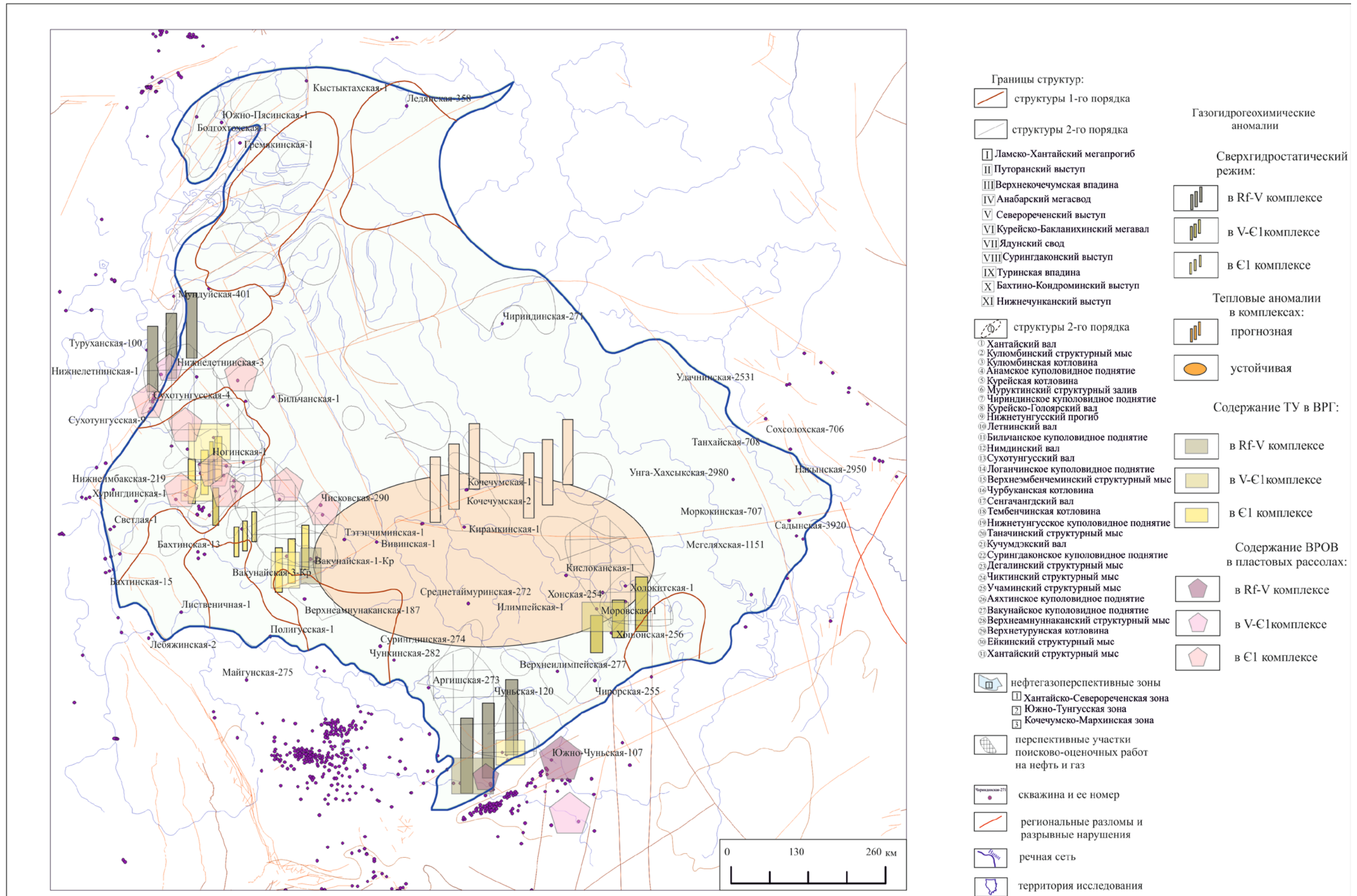


Рисунок 36 – Карта перспектив нефтегазоносности южной части Курейской синеклизы по гидрогеологическим критериям

Теоретической основой гидрогазогеохимической оценки нефтегазоносности территорий служит явление дегазации и рассеивания углеводородов из залежей к поверхности [189,163].

Эффективность применения прямых геохимических поисков нефти и газа на территории Сибирской платформы обсуждалась во многих публикациях [130,49,104,19,182,177]. С начала 70-х и до конца 80-х годов геохимическими поисками системно занималась Тунгусская ГПЭ в содружестве с ВНИИЯГГ при научном сопровождении ТПИ. В результате совместной работы были разработаны поисковые гидрогеохимические показатели для условий западной части Сибирской платформы и выполнено районирование территории по применимости геохимических методов. Также предложены различные технологические приемы геохимических поисков и проведено сопоставление глубинных и поверхностных показателей (Таблицы 55, 56, Рисунок 37) [97,20].

Таблица 55 – Нефтегазопоисковое значение гидрогеохимических показателей доступных к массовому применению в производственных масштабах в условиях западной части Тунгусского артезианского бассейна [97]

ВАЖНЕЙШИЕ ЗАДАЧИ		ПОКАЗАТЕЛИ	
		основные	дополнительные
Выявление “переточных” аномалий (очагов разгрузки подземных вод)		$Cl > 5-10 \text{ г/дм}^3$	$Ca/HCO_3, Cl/SO_4, Na, Ca, SO_4, C_2H_6, CH_4, Hg.O_2^*$
		$He > (4-5) \cdot 10^{-4} \% \text{-об}$	
Установление природы УВ-газовых аномалий	Глубинное (миграционно-переточное)	$Kr < 0.1-0.5$	$rCl, rHe, Cи > Cr, Kис > Kcp$, и показатели “переточных” аномалий.
		$Kп > 2-5$	
	Поверхностное (гипергенно-биохимическое)	$Kr > 2-5$	$Cr > Cи, pH^*, O_2^*, H_2^*, CO_2, T_2, O_{2\text{перм.}}, NH_4^+, Fe_2^+, Fe_3^+, Mg_2^+, K^+, Na^+, SO_4^{2-}, HCO_3^-, r_{t0\text{атм.}}, r_{t0\text{воды}}, k_{cp} > K_{си}$
		$Kп < 0.1-0.5$	
	Смешанное (глубинное и поверхностное)	$Kr = 0.5-2.0$	Различное сочетание дополнительных показателей глубинного и поверхностного происхождения УВ-газов
		$Kп = 0.5-2.0$	
Оценка продуктивности “переточных” УВ-газовых аномалий		$CH_4/Cl > (5-10) \cdot 10^{-4} \% \text{-об./мг}$	$CH_4/He, C_2H_6/He$; бактерии окисляющие УВГ, бензол, толуол; rCl^*, rHe^*, SO_4^*

Примечание: УВОБ – углеводородокисляющие бактерии, Си и Ср – концентрация УВ-газов в подземных (источниках) и поверхностных (ручьях водах), соответственно; $rCl, rHe, r_{t0\text{атм}}$ и $r_{t0\text{воды}}$ – корреляция УВ газов с хлор-ионом, гелием, температурой атмосферы и воды, соответственно; Кс, Кп, Кг – коэффициенты сухости, предельности и гипергенности. Символом * отмечены показатели, низкие значения которых существенны при решении соответствующих задач.

Таблица 56 – Оптимальный комплекс геохимических показателей нефтегазоносности (поверхностных и глубинных), пригодных для массового производственного применения в условиях запада Сибирской платформы [21]

Индекс зоны (см. рис. 37)	Показатели		Гидродина- мическая зона, уровень разреза
	Основные	Дополнительные	
	Гидрогазобиохимические		
Б. Бахтинский мегавыступ и северные районы Курейской синеклизы	Аномалии по C ₂ H ₆ +высшие (C ₂ -C ₄); сходство ВРГ с газами залежей; повышенное содержание гелия (>5,5-10-4%-об.) и растворенных ОВ: бензола и толуола	Состав вод: Cl-Na, Cl-Na-Ca; преобладание предельных УВ над непредельными (C _n H _{2n+2} >>C _n H _{2n}); следовые концентрации в водах йода, брома; наличие бактерий, окисляющих бензол, толуол	Зона активного водообмена
А. Байкитская антеклиза, Катангская седловина	Аномалии по CH ₄ , C ₂ H ₆ +высш (ТУ); C ₅ H ₁₂ +высш; сходство ВРГ с газами залежей; гелий (>5.5-10-4%-об.); ОВ (бензол> 0.0n г/дм ³).	Состав вод: Cl-Na, Cl-Na-Ca; микроэлементы: Hg (> 5 мкг/л), Mo, Se, эффект бактериального фильтра; повышенное содержание йода (60 г/дм ³), бора (>0.1г/дм ³)	
Для всех зон А, Б, В, Г, Д, Е	Газонасыщенность вод более 800-1000 см ³ /л, коэффициент газонасыщения (P _г /P _в >0.5); бензол, толуол (> 0.0n г/дм ³).	УВГ/Н ₂ - 6.0, CH ₄ /C ₂ H ₆ +высш.(K _c <50), CH ₄ /H ₂ >>250; CH ₄ /УВГ; повышенное содержание йода, бора, аммония.	Зона затрудненного водообмена
	Газогеохимические и битуминологические		
Б. Бахтинский мегавыступ и северные р-ны Курейской синеклизы	Высококонтрастные аномалии CH ₄ , C ₂ H ₆ +высш.(C ₂ -C ₆); сходство состава рассеянных газов с газами залежей (K _C C ₂ H ₆ +высш.>K _C CH ₄);	Отсутствие корреляции УВГ с Сорг. И типом пород; закономерное изменение по разрезу CH ₄ , C ₂ H ₆ +высш., CH ₄ /C ₂ H ₆ +высш.(K _c), C _n H _{2n+2} /C _n H _{2n} ; i-C ₄ /n-C ₄ ; i-C ₅ /n-C ₅	Подугленосные
В. Приенисейские дислокации	CH ₄ , C ₂ H ₆ +высш.(C ₂ -C ₄), (K ₃ -5 ед.);	Закономерные изменения по разрезу CH ₄ /H ₂ , CH ₄ /He, а также i-C ₄ +i-C ₅ /n-C ₄ +n-C ₅ ; следы вторичного минералообразования, происходящего в восстановительных условиях	Надсолевые
Г. Прибортовые районы Анабарской антеклизы	C ₂ H ₆ +высш. (C ₂ -C ₆), C ₅ H ₁₂ +высш; (K C ₂ H ₆ +высш>6-18ед.); снижение i-C ₄ /n-C ₄ ; i-C ₅ /n-C ₅ вверх по разрезу осад.чехла;	Накопление под пластами солей C ₅ H ₁₂ +высш. и He; K _C 5 H ₁₂ +высш.>K _C C ₂ H ₆ +высш., расширение спектра УВГ/Н ₂ . Сильная положительная связь ОВ пород и УВГ.	Солевые и подсолевые

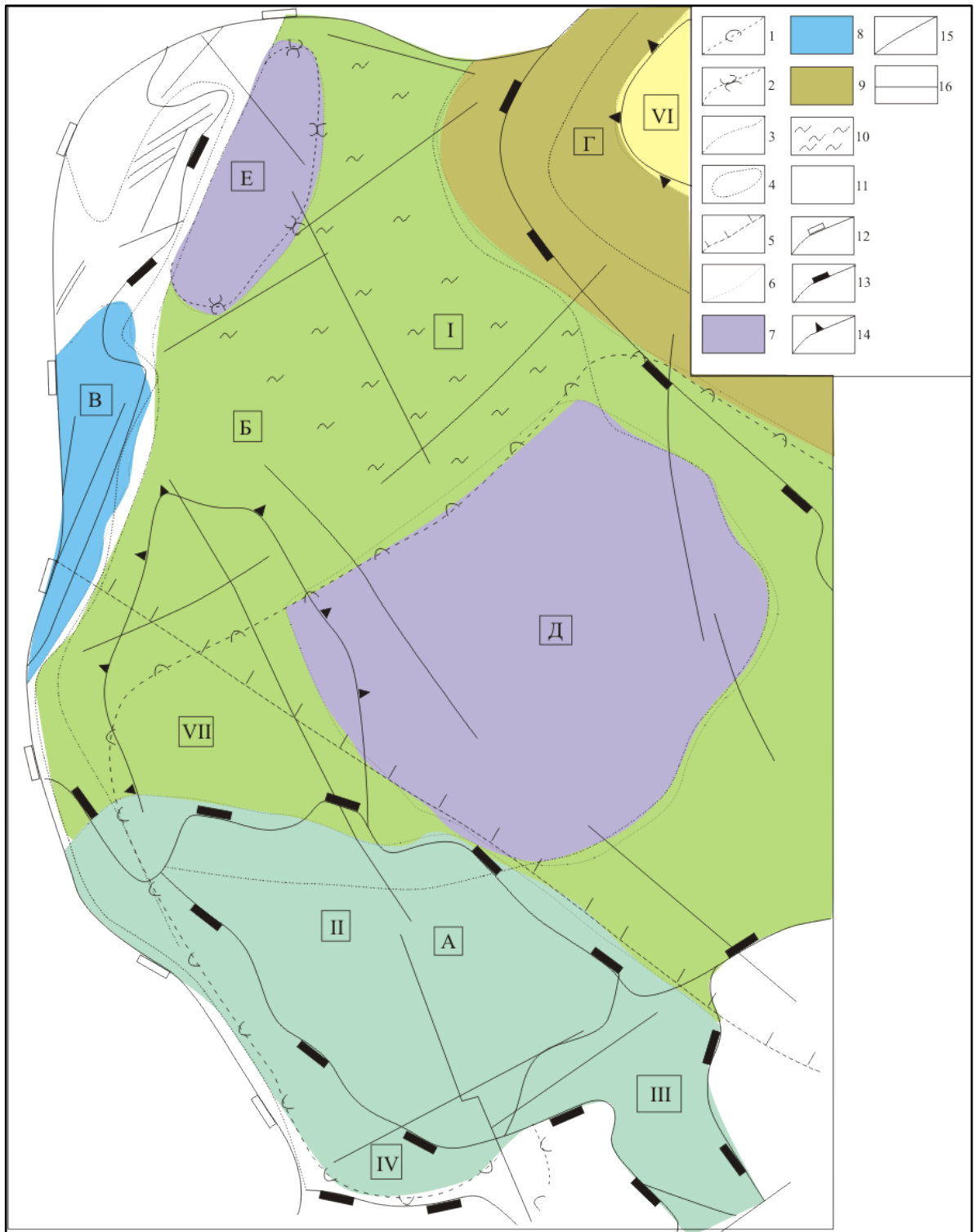


Рисунок 37 – Схема районирования западной части Сибирской платформы по применению геохимических методов поисков (составил А.К. Битнер[21])

Обобщенные контуры распространения: 1 – нижнекембрийских солей; 2 – девонских солей; 3 – максимальной насыщенности разреза траппами; 4 – пермо-триасовых силлов; 5 – преимущественно сплошных ММП. Зоны различных возможностей ГПНГ: 6 – границы зоны; 7 – зона Д и Е; 8 – зона В; 9 – зона Г; 10 – зона Б; 11 – неизученные районы. Границы: 12 – платформы; 13 – надпорядковых структур; 14 – структур I и II порядков; 15 – крупнейшие разломы; 16 – выходы кристаллического фундамента I – Курейская синеклиза; II – Байкитская антеклиза; III – Катангская седловина; IV – Теринский мегапрогиб; V – Турухано-Норильская гряда; VI – Анабарская антеклиза; VII – Бахтинский мегавыступ.

В последние годы (с 1986 г.) СНИИГГиМС системно апробировал поисковый комплекс поверхностных гидро- газо- фитогеохимических методов на известных месторождениях-эталонах (Собинское, Пайгинское, Юрубченское, Оморинское и др. площадях с доказанной продуктивностью разреза). По результатам этих работ выявлено, что площади нефтегазонакопления, фиксируемые с поверхности гидрогазогеохимическими и фитогеохимическими аномалиями, представляют собой стабильные тектонические блоки с благоприятной обстановкой сохранности УВ залежей. Эти участки выделяются в ландшафте низкой минерализацией вод с минимальным содержанием хлора, литогенным комплексом элементов, отсутствием проявления гелия, значительной долей тяжелых изотопов углерода и пониженным общим фоном метана в газах [210, 214].

Контуры этих стабильных блоков – ограничивающие их тектонические проницаемые зоны, проявляются как очаги разгрузки с повышенной минерализацией, проявлением хлоридных вод, резкими градиентами гидрогеохимических показателей, в том числе и углеводородных.

В целом, геохимические исследования последних лет явились продолжением работ предшественников. К гидрогеохимическим методам были добавлены газогеохимический (метод принудительной дегазации донных осадков) и фитогеохимический метод. Газогеохимические пробы сопровождался изотопным анализом углерода метана и углекислого газа с целью определения генезиса свободных газов (биохимического, смешанного, глубинного). Фондовые описательные данные были дополнены собственными материалами полевого фито-гидро-газогеохимического опробования. В этих работах автор диссертации принимала участие лично. Изученность территории прямыми геохимическими методами (в период с 1970-х до 2010-х годов) показана на Рисунке 38.

В Курейской синеклизе для опережающей (рекогносцировочной) оценки нефтегазоносности территорий надо выполнять опорные региональные маршруты гидрогазогеохимического опробования. Их целесообразно прокладывать вдоль и вблизи региональных сейсмических профилей. Это позволит увязать разрозненные данные гидрогеохимического опробования разных лет с результатами новейших сейсмических зондирований осадочного чехла.

Геохимические поиски нефти и газа согласно Методическим рекомендациям ВНИИЯГТ [148] выполняются на двух последовательных стадиях поискового этапа геологоразведочных работ: прогнозно-рекогносцировочной (региональной) и поисково-оценочной (детальной).

На сегодняшний день гидрогазогеохимический метод – это основной поисковый геохимический метод на обширных малоизученных пространствах Северо-Тунгусской НГО.

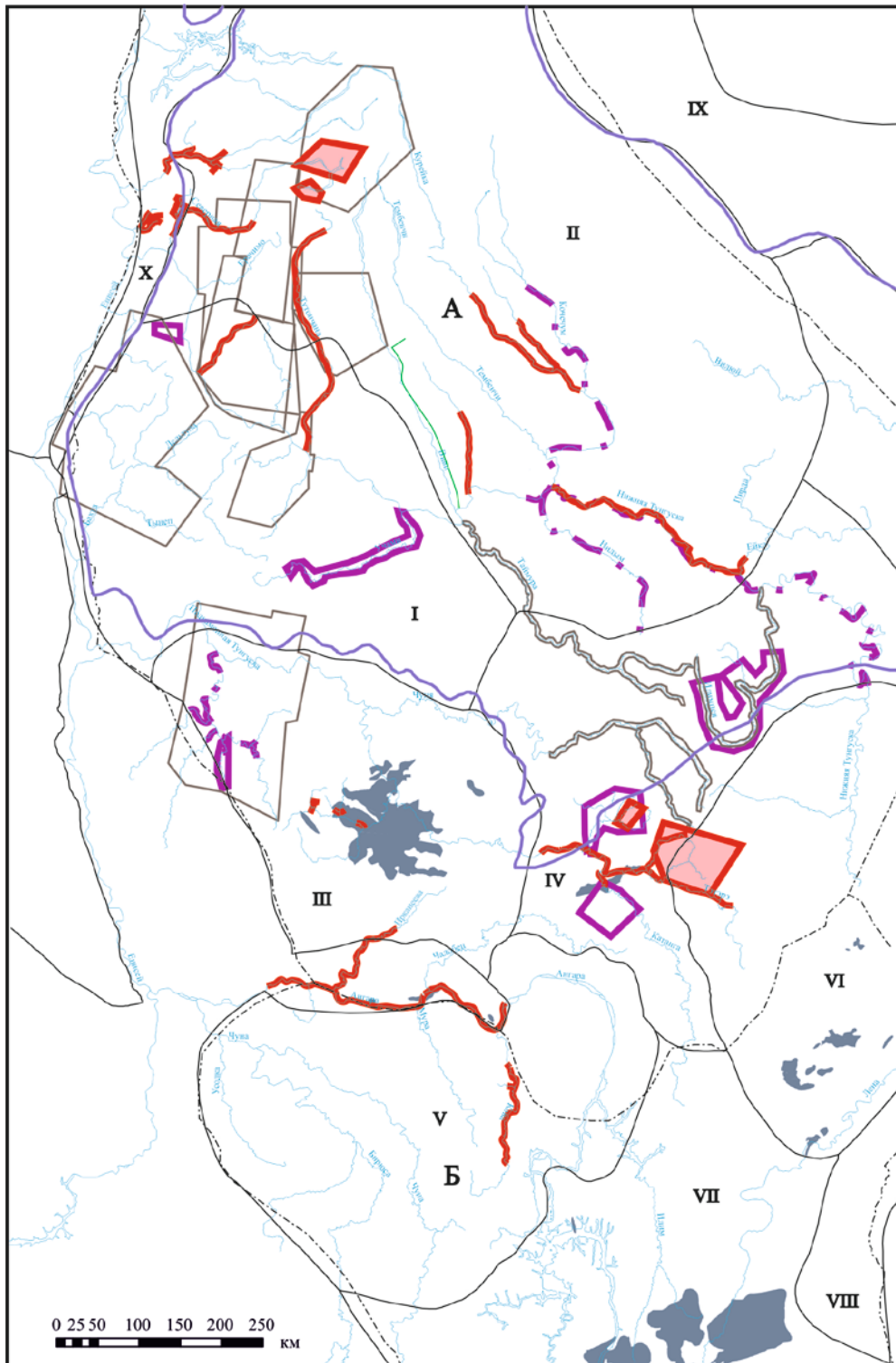


Рисунок 38 – Изученность территории геохимическими методами с целью поисков нефти и газа (составили И.В. Литвинова, А.А. Шаманова [226])

Границы: 1 - нефтегазоносных областей, 2 - артезианских бассейнов: А - Тунгусский бассейн, Б - Ангаро-Ленский АБ, 3 - район исследования; 4 - месторождения. Районы проведения геохимических методов: 5 - выполненные СНИИГГиМС (1974-2017 гг.), 6 - выполненные ТППЭ (1979-1990 гг.), 7 - выполненные ВНИИЯГГ (1976-1985 гг.). Нефтегазоносные области: I - Северо-Тунгусская, II-Южно-Тунгусская, III-Байкитская, IV-Катангская, V-Присяяно-Енисейская, VI-Непско-Ботуобинская, VII-Ангаро-Ленская, VIII-Предпатомская, IX-Анабарская, X-Турухано-Норильская.

Применяемый комплекс ландшафтных геохимических методов для территории Курейской синеклизы:

- *гидрогеохимический метод* (отбор проб вод из источников и поверхностных водоемов);
- *газогеохимический метод* (отбор проб газа, сорбированного донными отложениями водоемов («газы ворошения») и спонтанно выделяющихся субаквальных газов);
- *фитогеохимический метод* (отбор проб оптимального растения-накопителя (листья березы, хвоя лиственницы) высокой чувствительности и информативности).

Гидрогеохимическое опробование. Отбор проб и измерения (массовые полевые определения: температура, рН, Eh, кондуктометрия) производятся в придонной части водоемов и в непосредственной близости от выхода источника подземных вод. Были отобраны пробы воды на:

- сокращенный химический анализ (К, Na, Ca, Mg, Cl, HCO₃, SO₄, сухой остаток),
- водорастворенные органические вещества (Сорг, бензол, толуол, АБ),
- водорастворенный гелий.

В комплексе ландшафтных гидрогеохимических критериев прямыми поисковыми геохимическими показателями нефтегазоносности служат водорастворенные ОВ. Сегодня, из-за сокращения лабораторной базы исследовательских геологических организаций, наиболее доступны для практического применения ароматические углеводороды нефтяного ряда – бензол и толуол, которые являются производными процесса углеводородной дегазации недр и генетически не связаны с ландшафтом. Источниками аренов, мигрирующих к дневной поверхности, являются залежи нефти и конденсата, битуминозные толщи. Поскольку ароматические углеводороды бензол и толуол в естественном виде не образуются на дневной поверхности, обнаружение их в природном ландшафте – в подпочвенных отложениях и поверхностных водах рассматриваются как прямой поисковый показатель нефтегазоносности.

Газогеохимическое опробование – это отбор проб газов, сорбированных донными отложениями водоемов («газы ворошения»), и спонтанно выделяющихся субаквальных газов.

В газах изучено содержание азота, кислорода, диоксида углерода, водорода, гелия и углеводородов (в объемных %). В линии углеводородов определены метан и его гомологи до C₆ и выше: изомеры и нормальные разности, предельные и непредельного ряда. Для оценки доли метана глубинной генерации и отделения сингенетичного вмещающим донным осадкам «болотного» газа выполнен изотопный анализ углерода ($\delta^{13}\text{C}$) метана и углекислого газа.

Фитогеохимическое опробование нефтегазоперспективных земель Сибири оптимально проводить по листьям березы, которая пользуется повсеместным распространением на большей части таежной территории. В северных районах на площадях, где береза может иметь

подчиненное распространение, опробование целесообразно выполнять по хвое лиственницы. Фитопробу в пункте опробования желательнее собирать с разных участков кроны, по возможности с разных деревьев.

Для того, чтобы впоследствии при интерпретации фитогеохимических данных учесть площадную изменчивость «литологического фактора» (рассчитать коэффициенты биологического поглощения), необходимо отбирать параллельные *пробы подпочвенных отложений* из корнеобитаемого слоя. С этой целью могут быть использованы пробы грунта на литогазогеохимический анализ, которые входят в комплекс проб каждой точки наблюдения. Геохимические маршруты должны пересекать основные геоморфологические и ландшафтные элементы территории. Для решения задач оценки нефтегазоносности площадей маршруты фито-газогеохимического опробования должны быть проложены преимущественно через водораздельные междуречные и склоновые пространства, совпадающие обычно с тектонически-стабильными блоками, где условия сохранности возможных залежей углеводородов благоприятные и преобладает диффузионная форма миграции флюидов к поверхности. Тальвеги распадков, нижние части склонов и пойменные участки речных долин следует опробовать лишь в объемах, необходимых и достаточных для отражения (подтверждения) тектонического каркаса территории, поскольку эти и другие протяженные линейные формы рельефа и их пересечения нередко контролируют проницаемые тектонические зоны активной восходящей фильтрации глубинных флюидов и фокусируют очаги их разгрузки.

Кроме того, с градиентными формами рельефа (ложбины стока, депрессии), характеризующимися повышенной активностью гипергенной миграции и накопления элементов, нередко связаны не имеющие глубинных корней ложные геохимические аномалии. Переоценка их значимости при интерпретации данных может привести к ситуации «картирования рельефа» и дискредитации геохимических методов поисков нефти и газа.

Фитогеохимическое опробование следует проводить в течение однородных по погодным условиям периодов, в границах светового дня, что позволит исключить флуктуации фитогеохимических показателей растений под влиянием сезонных и суточных ритмов фотосинтеза. Элементный состав фитопробы изучают методом атомно-эмиссионного спектрографического анализа золы с использованием дугового аргонового двухструйного плазматрона. Комплекс показателей включает металлы Ti, Cr, Ba, V, Zn, Mn, Ni, Cu, K, Na, Ca, Mg и общую зольность сухого растительного материала.

С учетом комплексирования лито-газогеохимических, фитогеохимических и гидрогеохимических групп показателей, плотность сети пунктов опробования должна составлять 0,1-0,2 точки / км², но не реже чем через 2 км по маршруту и расстоянию между профилями не более 5 км. Это позволит не пропустить и подтвердить 3-5 точками аномалию

площадью 30-50 км², которая может соответствовать площади средней локальной структуры III порядка.

Результаты гидрогазогеохимических работ на территории Северо-Тунгусской НГО

Для рекогносцировочной оценки перспектив нефтегазоносности северных территорий Курейской синеклизы период с 1986 по 2017 год были выполнены маршруты фито- и гидрогазогеохимического опробования по рр. Эмбенчимэ, Чурбукан, оз. Агата Нижняя и Верхняя, р. Виви, р. Кочечум, р. Тутончана и др. Газо-гидро-фитогеохимическое опробование было проведено для заверки прогнозируемых погребенных поднятий (по Методике прогноза на основе статистических характеристик линеаментной сети, намеченной при дешифрировании аэрофотоснимков). Материалы этих исследований опубликованы в работах В.С. Старосельцева [196,200,201].

Особенностью Курейской синеклизы является сплошное распространение базальтовых покровов, надежно бронирующих водоносные нефтегазоперспективные комплексы коллекторов среднего палеозоя. В результате многолетних геолого-тектонических исследований СНИИГТиМСом (картирование маркирующих базальтовых покровов, анализ линеаментной сети) в осадочном чехле Курейской синеклизы были спрогнозированы крупные погребенные поднятия в среднепалеозойских и нижнепалеозойских отложениях: Хугдякитское, Эмбенчиминское, Агатское, Хантайское и другие [195,196,197,198,72]. Для опережающей оценки нефтегазоносности этих структур на перспективных участках были проведены геохимические работы (Рисунок 37). На всех объектах абсолютные значения содержаний компонентов были статистически нормированы и представлены в виде коэффициентов аномальности (Ka):

$$Ka = \frac{x - x_i}{\delta} \quad (2)$$

Такое выражение данных позволило корректно сравнить взаимосвязи и закономерности распределения компонентов отклонений вариант (xi) от их среднего арифметического (x), выраженных в долях стандартного отклонения (δ), у которых разница абсолютных концентраций достигает 4-5 порядков.

Хугдякитский поисковый объект (1990 г.). По поверхностным водотокам Хугдякитского поднятия, где практически отсутствуют четвертичные отложения и на поверхности преобладают скальные породы, проложен профиль гидрогазогеохимического опробования, отбирались пробы сорбированного газа донных отложений водотоков и озер («газы ворошения»). В составе газов ворошения донных осадков, отобранных в контуре поднятия, обнаружены тяжелые углеводороды (ТУ) предельного ряда [199]. Состав сорбированных газов преимущественно азотный и метаново-азотный с содержанием ТУ-1,3×10⁻³. Тяжелые углеводороды предельного ряда преобладают над непредельными. Проверки генезиса полученных ТУ и метана

изотопными методами не было.

Эмбенчиминский поисковый объект (1985, 2001). На Эмбенчиминском поисковом участке геохимическое опробование выполнялось в 2 этапа. В 1985 году выполнили гидрогазгеохимическое опробование р. Эмбенчимэ. На пересечении структуры получена контрастная аномалия по ТУ и гелию. Состав сорбированных газов преимущественно азотный, метаново-азотный и азотно-метановый с содержанием ТУ- $3,61 \times 10^{-3}$. Заверки полученных ТУ и метана изотопным составом не было. Тяжелые углеводороды предельного ряда преобладают над непредельными. Статистические показатели приведены в Таблице 57. Следует обратить внимание на состав вод р. Эмбенчимэ и источников вдоль нее. Минерализация достигает $0,5 \text{ г/дм}^3$, состав вод $\text{HCO}_3\text{Cl-Na}$ с долей хлор-иона до 159 мг/дм^3 .

Таблица 57 – Среднее содержание основных компонентов в газах, сорбированных донными осадками в бассейне р. Эмбенчимэ за 1985 год

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	ТУ	He	H ₂
	содержание в %*10 ⁻³						%		
Σ	-	4.16	39.8	0.95	0.6	0.5	45.6	0.06	0.2
min	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.015	0.01	0.0002	0.003
max	69.5	0.38	3.61	0.42	0.0004	0.0004	0.03	0.04	0.06
δ	12.8	0.06	0.47	0.04	8.643×10^{-5}	0.0002	0.004	0.006	0.02
X	3954	0.05	0.35	0.04	0.03	0.16	0.39	0.0005	0.015

max-min – предельные содержания, X – среднее, δ – стандартное отклонение, Σ - суммарное содержание компонента.

В 2001 году этот маршрут пройден повторно, гидрогазгеохимическое опробование проводилось в комплексе с фитогеохимическим. Дополнительно было выполнено опробование по р. Чурбукан (левый приток р. Эмбенчимэ). В отличие от маршрута 1985 года, опробование совпало с периодом паводка. В поверхностном геохимическом поле были «подсечены» только краевые части прогнозируемого поднятия: положительные аномалии в газах ворошения донных осадков и фитогеохимические аномалии (Рисунок 39). Состав сорбированных газов, отобранных в 2001 году, преимущественно азотный, метаново-азотный и азотно-метановый с содержанием ТУ- $1,1 \times 10^{-3}$ (Таблица 58).

Таблица 58 – Среднее содержание основных компонентов в водорастворенных и сорбированных донными осадками газах в бассейне р. Эмбенчимэ за 2001 год

Ком- понент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	iC ₆ H ₁₄	nC ₆ H ₁₄	НУ	ТУ	H ₂
	содержание в %*10 ⁻³											
Σ		0.007	0.54	4.68	0.143	0.34	1.204	0.011	0.091	0.17	10.3	
min	0.0001	0.002	0.002	0.002	0.002	0.003	0.002	0.011	0.011	0.002	0.002	0.002
max	65.1	0.004	0.300	0.730	0.032	0.5	0.620	0.011	0.08	0.15	1.125	0.05
δ	19.7	0.001	0.083	0.160	0.008	0.1	0.127	0.001	0.023	0.05	0.209	0.02
X	23.3	0.003	0.042	0.121	0.010	0.07	0.061	0.009	0.03	0.03	0.162	0.02

max-min – предельные содержания, X – среднее, δ - стандартное отклонение, Σ - суммарное содержание компонента.

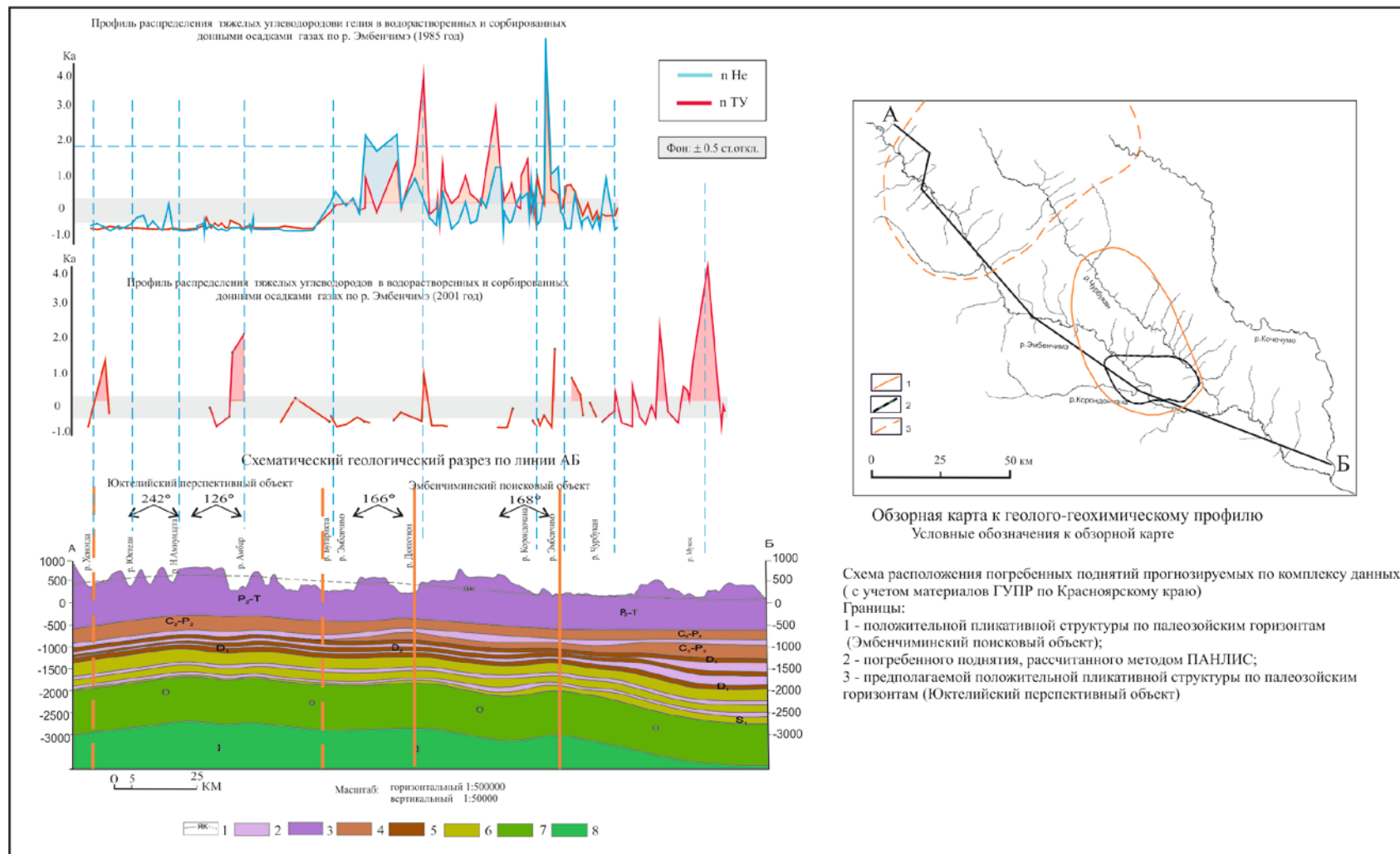


Рисунок 39 – Схематический геолого-геохимический профиль через Эмбенчиминский поисковый объект (составили В.Ю.Тезиков, И.В. Литвинова [72])

Условные обозначения к геолого-геохимическому профилю: 1 – изогипсы подошвы якталийского маркирующего покрова базальтов, 2 – интрузии долеритов, 3 – верхняя пермь – триас, 4 – нижний карбон-верхняя пермь, 5 – девон, 6 – силур, 7 – ордовик, 8 – кембрий.

Результаты изотопного анализа углерода метана подтверждают смешанную эпигенетическую природу аномалий. Значения изотопа углерода метана в точках, расположенных на краевых частях контура аномалии, составили δ^{C13} (– 46 ‰). Присутствие в отобранных пробах этана и паровых гомологов метана свидетельствует о глубинном происхождении углеводородов, а также о возможном фазовом насыщении залежи как нефтегазоконденсатной [191].

В.А. Зуев в комментариях к результатам химических анализов поверхностных вод (Эколого-гидрогеологическое предприятие "Ноосфера", г.Томск, протокол от 05.12.2001 г.), отметил, что "исследуемые пробы по химическому составу гидрокарбонатные магниево-кальциевые, с очень низкой суммой растворенных солей (менее 100-200 мг/дм³). Заметим, что минерализация атмосферных осадков в исследуемом регионе не превышает 10 мг/дм³ (Рисунок 40).

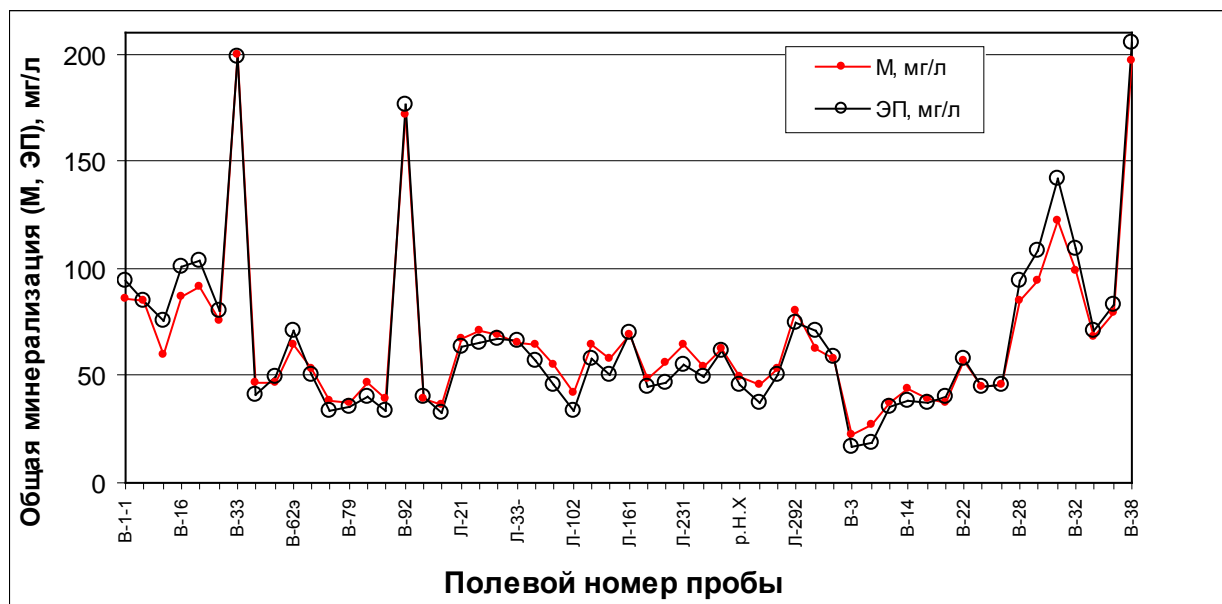


Рисунок 40 – Сопоставление значений общей минерализации, оцененной по данным химического анализа ионно-солевых компонентов (М) и по электропроводности воды (ЭП)

Наилучшим показателем восходящей разгрузки во многих регионах (а в Тунгусском особенно) является хлор-ион. В большинстве изученных проб его содержание не превышает 4 мг/дм³, т.е. практически не выходит за пределы атмосферного фона. Вместе с тем, в некоторых пробах, особенно из бассейна р. Эмбенчимэ, отмечаются аномальные значения – до 14-16 г/дм³. Можно допускать, что некоторое увеличение концентраций Cl-иона в природных водах атмосферного происхождения может быть обусловлено их испарительным или криогенным концентрированием. Тем не менее, обнаружение значений выше 5-6 г/дм³, в первую очередь, является признаком восходящей разгрузки из глубоких недр (признак подпитывания поверхностной гидросети хлоридными водами).

Геохимические особенности исследованных проб свидетельствуют о том, что в бассейне р. Эмбенчимэ осуществляется скрытая разгрузка преимущественно хлоридно-

кальциевых (натриево-кальциевых) подземных вод. Такой вывод согласуется с известными представлениями о широком развитии в центральной части Тунгусского артезианского бассейна (в районе п. Туры или среднего течения р. Нижней Тунгуски) восходящей разгрузки именно высокометаморфизованных хлоридно-кальциевых рассолов, а также позволяет продлить территорию их распространение под плато Путорана".

Статистическая обработка фитогеохимических данных позволила определить фон и выявить аномалии содержания микроэлементов-металлов в хвое лиственницы (Таблицы 59, 60). Анализ значимых положительных и отрицательных коэффициентов корреляции позволил объединить микрокомпоненты в ассоциации, которые имеют одинаковую тенденцию в распределении над предполагаемыми структурными элементами и выделить из них наиболее контрастные. В результате по профилю р. Эмбенчимэ были выделены две ассоциации элементов: Mn, Ba, Zn и Cr, Ni, Sr. Факторный анализ подтвердил известные геохимические ассоциации литофильных элементов (V, Ti) и элементов группы железа (Cr, Ni) в бассейне р. Эмбенчимэ [168,169].

Таблица 59 – Содержание металлов (г/т) в хвое лиственницы р. Чурбукан

Элемент	Количество проб	x	min	max	δ
Pb	65	9.3	4.0	41.0	4.6
Cu	65	74.3	17.0	286.0	49.2
Sn	65	2.3	2.0	7.0	0.8
Mn	65	4275.1	437.0	15981.0	3601.7
Ba	65	378.5	90.0	1480.0	217.1
Zn	65	186.4	60.0	435.0	86.5
V	65	5.4	2.0	18.0	4.0
Cr	65	29.6	4.0	233.0	52.4
Ni	65	46.5	2.0	283.0	53.7
Ti	65	26.2	2.0	125.0	32.4
Sr	65	1023.5	200.0	5793.0	954.5

Таблица 60 – Содержание металлов (г/т) в хвое лиственницы р. Эмбенчимэ

Элемент	Количество проб	x	min	max	δ
Pb	95	10	1	15	2.6
Cu	95	65	25	355	40.1
Sn	95	1	1	8	1.5
Mn	95	7725	500	61355	12944.7
Ba	95	286	200	1332	125.2
Zn	95	230	100	750	137.6
V	95	5	2	52	8.4
Cr	95	22	2	600	123.5
Ni	95	31	4	373	74.7
Ti	94	29	1	1150	178.5
Sr	95	530	188	4340	521.8

max-min – предельные содержания, X – среднее, δ – стандартное отклонение, Σ - суммарное содержание компонента.

Анализ распределения на профилях ряда индивидуальных компонентов в фитопробах, показал отсутствие пространственной связи с погребенными поднятиями (ПП). Однако, тенденция в распределении марганца и бария такова, что в пределах прогнозируемых ПП отмечено закономерно пониженное содержание этого микрокомпонента. Содержание стронция над структурными элементами, напротив - повышены. Высокие значения марганца объясняются существованием в корнеобитаемом слое восстановительных условий, возможно сформированных в потоке УВ. В восстановительных условиях указанные элементы переходят в низковалентное состояние, становятся подвижными (растворимыми), и тут же усваиваются и накапливаются растительностью. Накопление подвижных форм бария в растительном покрове наблюдается над месторождениями-эталоном на участках миграции УВ, так как пониженные значения окислительно-восстановительного потенциала вод усиливают его поступление из пород [214].

Многими исследователями отмечено, что для каждой геологической обстановки и территории необходимо выявлять свой оптимальный набор информативных нефтегазопроисследовательских показателей. Поскольку фитогеохимические исследования в юго-восточной части плато Путорана проводились впервые, выделенные показатели Mn, Ba, Sr требуют в дальнейшем подтверждения другими геохимическими методами.

Агатский поисковый объект. В 2002-2003 гг. площадными геохимическими работами было изучено Нижнеагатское погребенное поднятие: проведены газогидрогеохимическое, фитогеохимическое опробование (Рисунок 41). В 2016 году удалось выполнить повторный заверочный маршрут, провести заверку значений по метану, ТУ, гелию, изотопному составу.

Газогеохимическое опробование проведено по берегам озера Агата и его боковым притокам. Газовые пробы на изотопный состав углерода метана отбирались в прогнозируемых наиболее напряженных тектонических зонах, образованных разрывными нарушениями. Дождливый период и связанные с этим многочисленные нисходящие источники разгружающихся надмерзлотных вод повлияли на качество газового и гидрогеохимического опробования на Нижнеагатской площади в 2002 году. В пробах не было обнаружено ТУ предельного и непредельного ряда. Отобранные в летний период 2003 года газы, сорбированные донными осадками, представлены в основном азотом (87 %). Несмотря на преимущественно азотный состав газов, встречаемость тяжелых углеводородов от этана по гексан составила 50 % (Таблицы 61, 62). Изотопный анализ углерода метана показал в единичной пробе наличие метана смешанного эпигенетического происхождения $\delta^{13}\text{C}$ (-42 %) (залив устья р. Ирбукан).

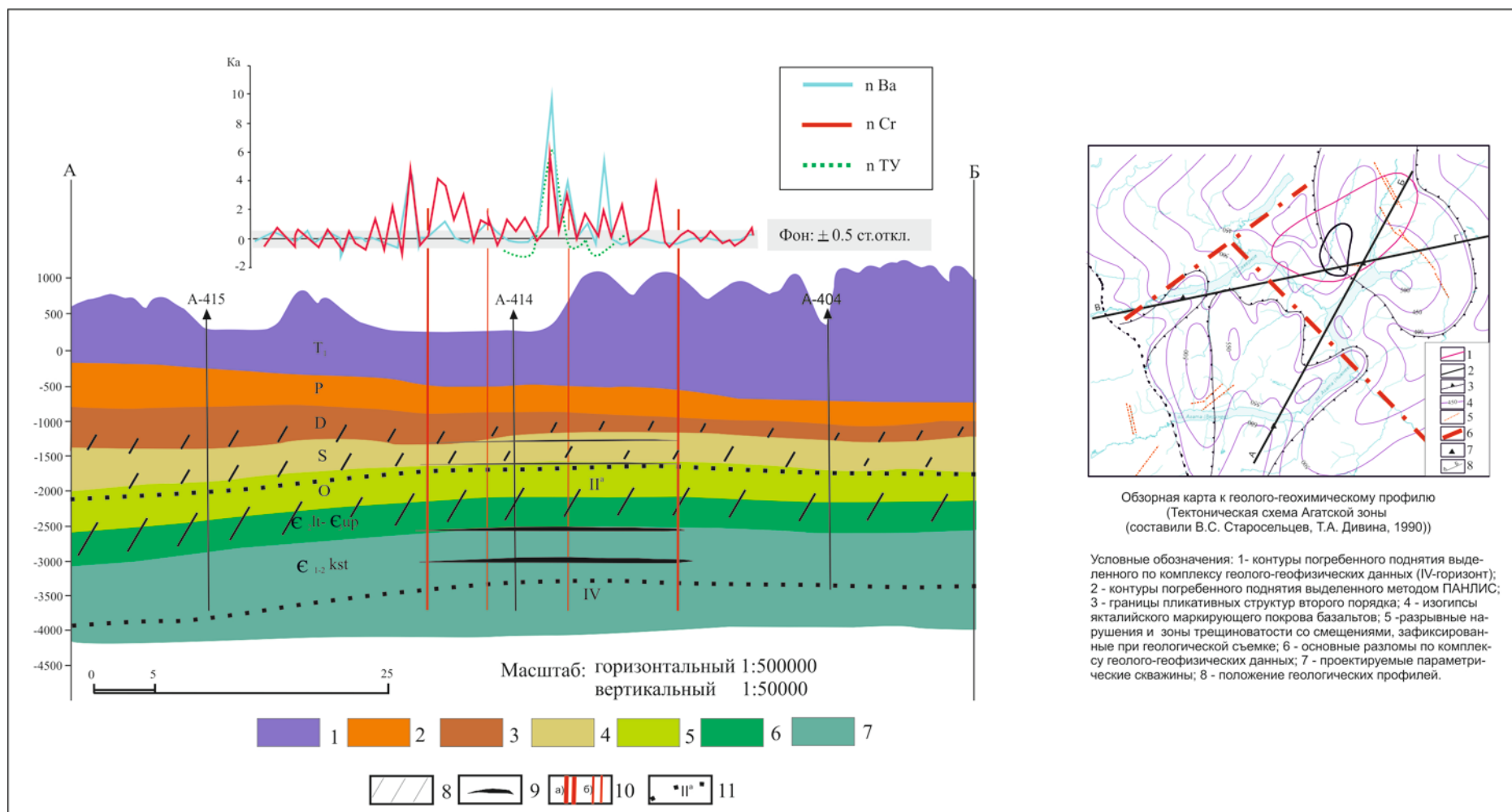


Рисунок 41 – Схематический геолого-геохимический профиль через Нижнеагатское погребенное поднятие
(составили В.Ю.Тезиков, И.В. Литвинова [72])

Условные обозначения к геолого-геохимическому профилю: стратиграфические подразделения: 1 – нижнего триаса, 2 – перми, 3 – девона, 4 – силура, 5 – ордовика, 6 – среднего-верхнего кембрия, 7 – нижнего-среднего кембрия; 8 – предполагаемые флюидоупорные толщи, 9 – предполагаемые зоны нефтегазоаккумуляции; 10 – контуры погребенного поднятия, выделенные: а) по геофизическим данным (горизонт IV), б) по методу ПАНЛИС; 11 – отражающие сейсмические горизонты по Е.В. Демидовой и др., 1979; В.Г. Шабалдину и др., 1980.

Таблица 61 – Среднее содержание основных компонентов в газах (%), сорбированных донными осадками на Агатской площади за 2002 год

Показатель	CH ₄	H ₂	O ₂	N ₂	CO ₂
min	0.018	0.001	0.03	26.6	0.10
max	67800	0.50	16.8	99.1	4.2
x	2304.2	0.04	4.2	91.4	0.5
δ	9148.9	0.14	5.0	10.7	0.7
M	0.42	0.003	12.6	98.1	0.12
Количество значений	75	6	74	75	57

Таблица 62 – Среднее содержание основных компонентов в водорастворенных и сорбированных донными осадками газах (%) на Нижнеагатском участке за 2003 год

Показатель	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	ПУ	НУ	ТУ	C ₅ +в	H ₂
	содержание в %×10 ⁻³										%
Σ	885.8	0.3	0.3	0.9	4.5	0.6	6.6	0.5	7.1	5.1	0.2
min	0.00005	0.001	0.0006	0.0013	0.00054	0.0041	0.001	0.001	0.001	0.00054	0.0011
max	62.6	0.15	0.3	0.2	1.8	0.2	2.1	0.2	2.1	2.0	0.023
δ	18.1	0.05	0.05	0.06	0.43	0.04	0.37	0.04	0.37	0.44	0.01
X	10.7	0.02	0.02	0.05	0.17	0.04	0.14	0.02	0.14	0.17	0.005

max-min – предельные содержания, X – среднее, δ - стандартное отклонение, Σ - суммарное содержание компонентов.

Положительная аномалия по метану выявлена в контуре и за контуром предполагаемого поднятия (Рисунок 41). Геохимическая природа метана данных аномалий установлена с помощью коэффициента гипергенности – это отношение суммы всех предельных и непредельных гомологов метана к этану и определена нами как “миграционно-переточная” (по аналогии с западной частью Тунгусской синеклизы [96]). Заверки газового состава на изотопный состав углерода метана в 2003 году не проводилось. В 2016 году в выборочных пунктах с высокими содержаниями CH₄ и ТУ (за 2003 год) были отобраны пробы газа. В пробах содержания метана достигали 80 %. В пробах, отобранных в заливе р. Ирбукан, отмечено высокое содержание этана $8,31 \times 10^{-4}$. Коэффициент гипергенности составил 0,5 - указывает на глубинный (миграционно-переточный) генезис данной аномалии. Отличие 2016 года от других годов – низкий уровень воды в озере и высокая температура воздуха. Сравнительная характеристика газового состава от времени приведена в Таблице 63.

Гидрогеохимические исследования.

По результатам химических анализов, воды являются типичными для поверхностной гидросети и грунтовых вод севера Красноярского края. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые и магниевые-кальциевые, с очень низкой

минерализацией (менее 100-200 мг/дм³). Очагов разгрузки в полевые сезоны установлено не было. В пробах воды, отмечено повышенное содержание водорастворенного гелия. Положительная аномалия по гелию выделяется на границе контура погребенного поднятия (Таблица 64). Аномалия подтверждается повторным опробованием через 14 лет, согласуется с аномалией по ТУ и металлам в фитопробах.

Таблица 63 – Изменение содержания метана в газах, сорбированных донными отложениями в течение 30 лет на Нижнеагатском участке

Год отбора	CH ₄ , ×10 ⁻⁴ %	ТУ, ×10 ⁻⁴ %	δ ^{C13} CH ₄	Погодные условия
1999*	0-49,3	0-0,2	-	-
2002	0-26	-	42-77	Температура не поднималась выше 10 °С, высокий уровень воды
2003	0-60	0-1,5	-	-
2016	0-83	0,3-14	51-72	Аномальная жара, низкий уровень воды

* – данные из отчета [25].

Таблица 64 – Изменение содержаний водорастворенного гелия во временном интервале 14 лет на Нижнеагатском участке

Год отбора	Точка наблюдения	He абс., %	Ка
2016	Г-3	5,296E-06	1,16
2016	Г-9	5,296E-06	1,16
2016	Г-7	5,296E-06	1,16
2016	Г-8	5,296E-06	1,16
2016	Г-4	4,936E-06	1,08
2016	Г-1	5,656E-06	1,24
2002	В-16	5,656E-06	1,24
2002	В-17	4,936E-06	1,08
2002	В-8	5,296E-06	1,16
2002	Л-131	5,476E-06	1,20
2002	Л-144	5,296E-06	1,16
2002	Л-146	5,116E-06	1,12
2002	Л-148	4,936E-06	1,08
2002	Л-155	5,656E-06	1,24
2002	Л-181	4,936E-06	1,08
2002	Л-184	5,476E-06	1,20
2002	Л-187	6,376E-06	1,39
2002	ПВ-47	6,016E-06	1,31
2002	ПВ-6	8,175E-06	1,79
2002	ПВ-7	5,296E-06	1,16
2002	ПВ-9	5,656E-06	1,24
2002	Т-68	4,936E-06	1,08
2002	Т-75	4,936E-06	1,08
2002	ТВ-94	4,936E-06	1,08

Фитогеохимическое опробование выполнено в период июль-август 2002-2003 гг. по листьям березы и хвой лиственницы на Верхнеагатском и Нижнеагатском поисковых участках. В связи с высотной ярусностью распределения растительности, зависящей также от морфологической и геологической обстановки, было выбрано два наиболее широко распространенных вида растений: береза и лиственница. Это дало возможность равномерно провести площадное фитогеохимическое опробование, через все проверяемые локальные структуры. Для корректной интерпретации данных в ряде пунктов выполнен совместный отбор листьев березы и хвой лиственницы.

Для характеристики фитогеохимической изменчивости всей изучаемой территории использован обобщенный показатель – зольность (Таблица 65).

Таблица 65 – Характеристика зольности листьев березы и хвой лиственницы Агатского поискового участка за 2002-2003 год

Zol, мг/кг	Листья березы	Хвоя лиственницы
max	0,105	0,06
min	0,03	0,02
X	0,05	0,03
* σ	0,009	0,008

max-min – предельные содержания, X – среднее, δ - стандартное отклонение.

Выделенные положительные аномалии по зольности в плане совпадают с:

- гидросетью района, реки и озера – это потенциальные зоны растепления, в которых активизируется гипергенные процессы;
- зонами повышенной трещиноватости или дизъюнктивными нарушениями, по которым возможен подток УВ.

Наиболее контрастная аномалия по показателю зольности (+6 σ - по листьям березы, +3 σ - по хвое лиственницы) окаймляет в восточной части контур предполагаемого погребенного поднятия. В тесной корреляции с металлами-индикаторами повышенная зольность расценивается как определяющий признак нефтегазоносности площадей [210]. Поэтому по результатам фитогеохимического опробования в районе Нижнеагатской площади дополнительно был сделан количественный спектральный анализ зольности растительного материала [238]. По данным спектральных исследований состав хвой лиственницы содержит широкий спектр микрокомпонентов, но сформирован преимущественно щелочноземельными компонентами – Ca, Mg, K, Sr, Ba. В хвое лиственницы был определен комплекс щелочноземельных, халькофильных металлов, литофильных (Ti, V) и металлов группы железа (Fe, Co, Cr, Mn).

Анализ распределения металлов Na, K, Ba показал, что основные положительные аномалии оконтуривают прогнозируемое поднятие в северо-восточной части. Ореолы

распространения положительных аномалий указывают в данном случае на возможный диффузионный поток углеводородных газов (УВГ), эти аномалии пространственно совмещаются с аномалией по тяжелым углеводородам предельного ряда (ТУ). Небольшие контрастные положительные аномалии по Mn и Cr оконтуривают предполагаемое погребенное поднятие и пространственно совпадают с аномалией по ТУ и Ва (Рисунок 41).

Установленная изменчивость геохимических полей во времени по водорастворенному гелию, металлам-индикаторам в фитопробах, тяжелым углеводородам и метану (подтвержденному изотопным составом) в газовом составе остается постоянной в пространстве (плане), что может свидетельствовать о постоянном поступлении УВ потока в зонах, по ослабленным зонам, контролируемым ландшафтными линеаментами и дизъюнктивными нарушениями, осложняющими восточный борт предполагаемого перспективного Нижнеагатского поднятия.

Хантайский поисковый объект. На Хантайском участке в 2005-2006 годах применено литогазогеохимическое опробование в комплексе с фитогеохимическим.

Газогеохимические исследования на территории Хантайской площади проводились с целью определения основных характеристик приповерхностных геохимических полей их увязка со структурным планом базальтовых покровов, неотектоникой, «линеamentной» тектоникой и глубинным строением прогнозных на нефть и газ горизонтов. Для этого были намечены в предварительный период отдельные профили и полигоны, где и были по возможности осуществлены поверхностные геохимические исследования. Выделенные газогеохимические аномалии CO_2 и CH_4 (по литопробам) оконтурили краевые части погребенного поднятия. Статистический анализ результатов газовой съемки, проведенной на Хантайском участке и ранее на различных площадях Сибирской платформы, в т.ч. и эталонных месторождениях (Кююмбинское, Юрубченское газонефтяное), выявил вполне определенную закономерность в газовых концентрациях, сорбированных подпочвенными отложениями. При этом образцы отбирались на всех этих участках в большинстве своем из схожих по литологическому составу супесчано-суглинистых грунтов.

Для характеристики изучаемой территории использован обобщенный фитогеохимический показатель – зольность. Зольность позволяет выделить в верхнем геохимическом поле поверхности аномалии минерализации, которые могут быть потенциально связаны с зонами восходящей разгрузки глубинного потока, в том числе углеводородного. Большую часть зольного остатка растительности составляют макрокомпоненты Са, Na, К. Повышенные содержания зольности указывают на дополнительное поступление этих элементов питания растений, возможно, из ниже залегающих горизонтов через “гидрогеологические окна” [210,214]. Установлено, что повышенные значения показателя зольности и содержания марганца

и бария в фитогеохимических пробах размещаются в пределах контуров новейших локальных поднятий Хантайской площади [133].

Диапазон значений зольности хвои лиственницы на рассматриваемой территории показан в Таблице 66.

Таблица 66 – Характеристика зольности хвои лиственницы Хантайского поднятия

Zol, мг/кг	Хвоя лиственницы
max	0,054
min	0,023
X	0,033
* σ	0,006

max-min – предельные содержания, X – среднее, δ - стандартное отклонение.

Фоновые значения зольности определены нами в границах $\pm 0,5$ стандартного отклонения от среднего арифметического. Предельные значения отклонений (аномальность) в отдельных пунктах достигают $-2,8\sigma$ и $+4,29\sigma$.

Следует отметить, что на территории Хантайского участка распространены соленые и газовые источники, которые указывают на разгрузку подземных флюидов. **Признаками разгрузки флюидов в районе оз. Хантайское являются:**

1. Соленые источники, содержание хлора более 20 %-экв;
2. Выходы свободных газов на озере и источниках;
3. Наледи;
4. Повышенная температура воды в источниках

Характеристика соленых источников в районе озера Хантайское сделана В.Д. Козыревым, О.А. Бабошиной, И.С. Голдбергом в 1964 году [112]:

1. Источники в долине р. Турук (Амнундакты), впадающей с юга в оз. Хантайское. Источники соленые, восходящие, распространены на площади в несколько десятков км², дебит 0,5 л/сек, температура воды 5 °С, с запахом H₂S, пузырьками газа

2. Скважины колонковые № Т-1, и Т-3 на правом берегу р. Турук, в 2 км от ее устья (по прямой). Скважины пробурены в четвертичных отложениях по меридиональному профилю на расстоянии 200 м друг от друга. Их порядок с севера на юг: Т-3 (22,42 м), Т-1 (26,78 м), Т-2 (18,12 м). В Т-2 рассол не встречен, В скважине Т-1 рассол переливал через устье с минерализацией 42,7 г/л, В скважине Т-3 рассол поднялся до устья. Дебит 3 л/сек в скважине Т-1, обильное выделение газа с запахом H₂S .

3. Источники в 15 км к западу от р. Турук у фактории Таймыр. Источники соленые,

4. Источники на дне озера Хантайское (по линии: устье р. Турук – п-ов. Амбар), дебит значительный, пузырьки газа неизвестного состава (Дерпгольц, 1949), проба отобрана с поверхности озера: минерализация 0,9 г/л.

5. Источники на п-ове Амбар в 40 км от устья р. Турук, источник соленый, дебит 0,7 л/сек

б. Источники на правом берегу р. Турук в 2-3 км от устья. Источники соленые, выходят на невысоком заболоченном берегу, в 5-10 м от русла, дебит от 2-3 до 0,12-0,16 л/сек. Обломки долерита на бичевнике разъедены соленой водой. Стволы деревьев в месте выхода источников лишены коры и тоже разъедены.

Состав источников хлоридный натриевый, характерный для вод выщелачивания каменной соли (Таблица 67). Это свидетельствуют о наличии девонских солей в разрезе. По значению коэффициента $rNa/rCl = 0,6 \div 0,95$ можно говорить о смешении седиментационных и инфильтрационных вод. На уровне девонско-ордовикских потенциально продуктивных горизонтов фиксируется обширная зона аномально низкой суммарной проводимости разреза по МТЗ, что интерпретируется как наличие пластов каменной соли.

Таблица 67 – Химический эквивалентный состав источников в районе оз. Хантайское

Площадь	Тип водо-пункта	pH	% экв Cl	% экв SO ₄	% экв HCO ₃	% экв Na	% экв Ca	% экв Mg	Минерализация, мг/дм ³	Вг-, мг/дм ³	Состав вод	rNa/rCl	Ca/Cl
оз.Хантайское, Нарыгда	родник	6,9	92,8	5,4	1,85	76,8	21,86	0,76	8300	6,0	Cl-Na	0,69	0,24
оз.Хантайское, р.Турука	источник	5,0	95,1	4,2	0,68	88,3	9,54	2,14	4333		Cl-Na	0,93	0,10
оз.Хантайское, р.Турука	родник	-	95,3	3,8	0,91	89,0	9,11	1,89	11658	1,5	Cl-Na	0,93	0,10
оз.Хантайское, р.Турука	родник	-	96,9	2,7	0,43	90,5	9,14	0,34	34329	2,5	Cl-Na	0,93	0,09
оз.Хантайское, р.Турука	родник	6,8	95,7	4,3		89,6	9,05	1,13	10440	6,0	Cl-Na	0,95	0,09
оз.Хантайское, р.Турука	родник	7,0	96,8	2,8	0,43	90,4	8,71	0,53	35300	21,0	Cl-Na	0,93	0,09
оз.Хантайское	источник	5,5	96,8	2,6	0,58	88,9	9,57	1,47	14242	2,5	Cl-Na	0,86	0,10
оз.Хантайское	источник	5,8	96,2	3,2	0,55	91,0	8,54	0,46	21440	6,0	Cl-Na	0,95	0,09
оз.Хантайское	источник	6,8	95,7	3,7	0,58	91,3	8,05	0,29	20440	12,0	Cl-Na	0,95	0,08
оз.Хантайское		6,9	92,8	5,6	1,85	76,8	21,9	0,76	8300	6,0	Cl-Na	0,69	0,24

Размещение выделенных положительных геохимических аномалий в плане частично совпадает с гидросетью района. На этих участках возможна разгрузка глубинных флюидов по зонам дизъюнктивных нарушений, осложненных повышенной трещиноватостью. Важно, что указанные повышенные значения зольности растительных находок находятся в пределах контуров новейших локальных поднятий Хантайской площади, выделенных Старосельцевым В.С., Хилько А.П., Муратовым М.И. в 2006 г. по триасовым базальтовым покровам.

Материалы геохимического опробования о разгрузке подземных флюидов Хантайского участка свидетельствуют о возможных перспективах южного борта Хантайского озера и требуют постановки более детальных геохимических нефтегазопоисковых работ (глубинного опробования оз. Хантайское). Комплексирование геохимических методов усиливает вероятность подтверждения [187]. На Хантайском участке заложена и готовится к бурению глубокая скважина Хантайская 402.

Междуречье Виви-Тутончаны (2015-2016). На границе Северо- и Южно-Тунгусской нефтегазоносных областей в долинах рек Нимдэ, Тутончана, Виви, Ямбукан существует интенсивная разгрузка минерализованных подземных вод, что неоднократно описано в фондовой и опубликованной литературе.

Полевое гидрогеохимическое опробование в 2015 и 2016 годах оконтурило зону разгрузки в долине рек Тутончаны и Виви. Состав речных вод и генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ указывает, что в бассейне р. Виви осуществляется субаквальная разгрузка преимущественно седиментационных хлоридно-кальциевых (натриево-кальциевых) подземных вод (Таблица 68). По своему генезису это воды смешанного состава разубоженных *нижнепалеозойских хлоридных кальциевых рассолов* и поверхностных гидрокарбонатных вод. Показателями глубинности в данном случае выступают анионы Cl и катионы Ca, Sr, Br.

Разгрузка осуществляется в днищах глубоко врезуемых (до базиса эрозии) речных долин через таликовые щели, к которым приурочены гидрохимические аномалии. Проводящие таликовые зоны под долинами рек выделены по данным электророзведки [28] (Рисунок 42). На междуречных пространствах верхний региональный уровень разгрузки ограничен подошвой туфоловового комплекса и многолетнемерзлыми породами, которые представляют собой последний экран на пути переформированных УВ скоплений. С таликовыми зонами, выделенными по данным электророзведки [28], ассоциируются гидрохимические «окна» в долине р. Виви. Эти точки закономерно ложатся в таликовые зоны (Рисунок 41). По результатам обработки данных выделяется 3 таликовые зоны с набором гидрогеохимических показателей (Таблица 69).

Поверхностные проявления бензола/толуола размещаются закономерно над проекциями разломов, что было неоднократно отмечено и в других районах Сибирской платформы. Сведения о содержании ароматических УВ приведены в Таблице 70.

Состав газов, сорбированных донными отложениями, преимущественно азотный, с небольшими содержаниями метана (до 23 %) и углекислого газа (до 3 %). Пробы газов с перспективными на УВ-насыщение показателями (ТУ, Не, CO₂, CH₄, C₂H₆, ПУ и парообразные C₅-C₈) сгруппировались на трех участках над таликовыми зонами (Рисунок 43). Данные по содержанию метана и тяжелых УВ приведены в Таблице 70. Важно, что в приустьевой части Виви получена проба газа с изотопным составом метана $\delta^{C^{13}} CH_4$ (-39,8), что однозначно указывает на глубинный генезис полученного газа и дает нам свидетельства возможного присутствия залежей углеводородов в глубоких частях разреза выбранной территории.

Таблица 68 – Химический состав поверхностных вод (мг/экв-%) река Виви, 2016 год

Привязка	pH	Eh, мВ	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Br ⁻	NO ₃ ⁻	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Sr ²⁺	Сумма, мг/дм ³	Состав вод	rNa/rCl
устье р. Юктели	7,31	+198	35	60	4,78	0,16		26	59	15		113	ClHCO ₃ -NaCa	0,75
устье р. Чепкокто	7	+206	29	65	5,37	0,08	0,44	28	54	18		65	ClHCO ₃ -NaCa	0,98
р. Виви	6,68	+174	51	47	1,8	0,2	0,28	43	45	12	0,2	285	HCO ₃ Cl-CaNa	0,84
р. Виви	6,76	+179	57	38	3,7	0,24	1,03	25	64	11		101	ClHCO ₃ -NaCa	0,43
р. Виви	6,95	+179	43	52	4,28	0,15	0,95	28	58	13		86	ClHCO ₃ -NaCa	0,67
р. Виви	7,53	+159	59	37	3,02	0,26		34	57	9	0,35	141	HCO ₃ Cl-Ca	0,57
р. Виви	6,86	+186	24	70	5,98	0,11		19	58	23		127	ClHCO ₃ -Ca	0,80
р. Виви	7,64	+179	47	48	4,87	0,17	0,28	26	60	14		93	ClHCO ₄ -NaCa	0,56
устье р. Монгочен	7,22	+173	52	43	4,54	0,19	0,22	27	60	13		102	HCO ₃ Cl-NaCa	0,52
устье р. Моокчен	7,36	+168	58	38	3,29	0,22	0,23	29	60	11		111	HCO ₃ Cl-NaCa	0,50
р.Виви	7,57	+154	66	32	1,86	0,23		27	64	9	0,43	162	HCO ₃ Cl-NaCa	0,40
р. Виви	7,67	+167	53	43	3,83	0,17		28	65	7,15		102	HCO ₃ Cl-NaCa	0,53
р. Виви	7,52	+176	38	43	18,6	0,12	0,22	24	60	17		102	ClHCO ₃ -NaCa	0,63
р. Виви	6,64	+227	3,6	94	2,43			15	51	34		68	HCO ₃ Cl-Ca	4,10
р. Виви	7,57	+182	60	35	5,18	0,15		33	55	12		105	HCO ₃ Cl-NaCa	0,55
р. Виви	7,31	+145	76	21	2,7	0,31	0,16	26	65	8,13	0,41	169	HCO ₃ Cl-NaCa	0,34
устье р. Янгето	7,50	+152	64	32	3,76	0,18		30	59	12		112	HCO ₃ Cl-NaCa	0,47
р. Виви	7,22	+157	51	45	3,91	0,19	0,2	27	60	13		125	HCO ₃ Cl-NaCa	0,54
р. Виви	7,41	+144	64	33	3,05	0,24		29	63	8,59	0,3	158	HCO ₃ Cl-NaCa	0,45
устье р. Чикты (приток Виви)	7,36	+171	54	41	3,78	0,2	0,5	30	59	11		120	HCO ₃ Cl-NaCa	0,55
р. Виви	7,26	+169	59	38	3,07	0,22	0,18	29	61	10		140	HCO ₃ Cl-NaCa	0,50
р. Виви	7,37	+178	63	34	3,41	0,24		29	62	10		132	HCO ₃ Cl-NaCa	0,46
р. Виви (соленый источник)	6,24	+84	99	0,28	0,27	0,39	0,19	24	75	0,73	0,31	4566	ClNaCa	0,24
р. Виви	7,33	+175	61	35	3,55	0,25	0,32	32	57	10		128	HCO ₃ Cl-NaCa	0,53
устье р. Гиле	7,11	+163	65	31	3,05	0,27	0,18	36	55	8,35	0,28	136	HCO ₃ Cl-NaCa	0,55
р. Виви	6,76	+221	12	87			1,25	23	50	28		51	HCO ₃ -MgCa	1,95
р. Виви	7,40	+185	56	40	3,34	0,27		29	62	8,81	0,28	149	HCO ₃ Cl-NaCa	0,52
р. Виви	7,28	+192	55	39	4,29	0,21		33	55	12		109	HCO ₃ Cl-NaCa	0,60

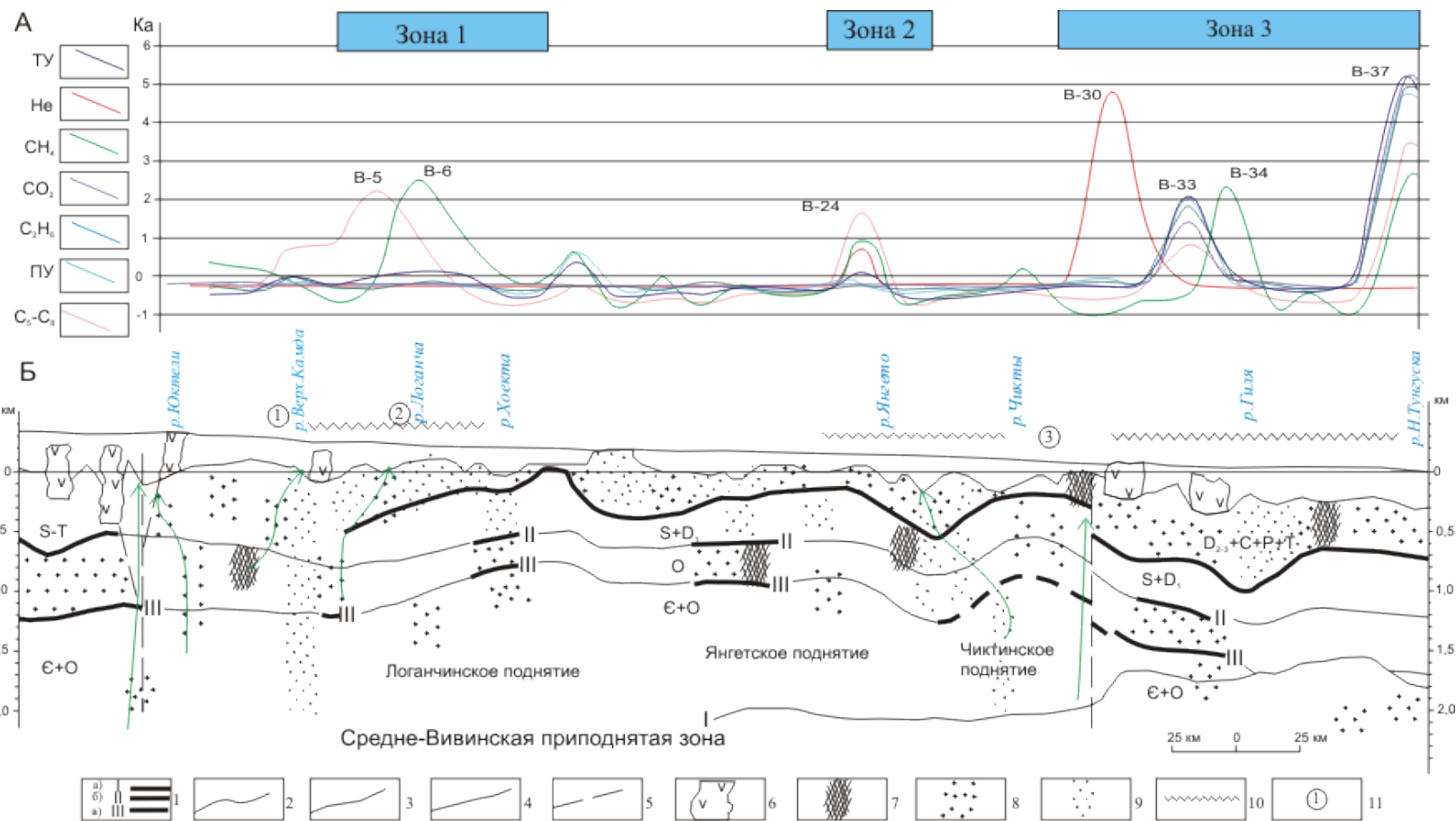


Рисунок 42 – Совмещенный геолого-геофизический профиль вдоль р. Виви (Б) (составил В.М. Бубнов[30]) с профилем газовых показателей (А) (составили И.В. Литвинова, Т.И. Ларионова [226])

А – линии коэфф. аномальности: ТУ – тяжелых углеводородов, He – гелия, CO₂ – углекислого газа, CH₄ – метана, C₂H₆ – бензола, ПУ – предельные УВ, C₅-C₈ – парообразные. Б: 1 – границы ЗСБЗ, связываемые с: а – кровлей карбонатных пород нижнего девона силура, б – кровлей горизонта коллекторов в ордовике, в – подошвой горизонта коллекторов в ордовике); 2 – подошва поверхностного высокоомного слоя (криолитозона, опресненные воды, интрузии); 3 – отражающие границы; 4 – предполагаемые геологические границы; 5 – разрывы, предполагаемые по данным ЗСБЗ; 6 – интрузии; 7-9 – породы, насыщенные минерализованными водами: 7 – высокопористые или дробленые ($\rho \leq 1,0$ Ом), 8 – с хорошими коллекторскими свойствами ($\rho \geq 1 \div \leq 5$ Ом), 9 – с удовлетворительными коллекторскими свойствами ($\rho \geq 5 \div \leq 10$ Ом); 10 – таликовые зоны (предполагаемые по результатам работ 2016 г.); 11 – погребенные поднятия, выделенные результатам обработки линеаментной сети, 2016 г.

Таблица 69 – Ландшафтные показатели для выделения потенциально нефтегазоносных структур

Зоны разгрузки р. Виви	Контрастные показатели	Система поднятий Средне- вивинской приподнятой зоны
1 таликовая зона (верховья)	Ароматические УВ (бензол/толуол), газовые показатели (C ₅ -C ₈ , C ₆ H ₆ , CO ₂), гидрогеохимические показатели (Na, Ca, Sr, Cl, Br, водорастворенный гелий)	Логанчинское поднятие
2 таликовая зона (средняя часть)/	Газовые показатели (C ₅ -C ₈ , C ₆ H ₆ , CO ₂ , He), гидрогеохимические показатели (Na, Ca, Sr, Cl, Br, водорастворенный гелий)	разделяет Ягнетское и Чиктинское поднятие
3 таликовая зона (устьевая часть)	Газовые показатели (ТУ, CH ₄ , ПУ, He), гидрогеохимические показатели (Na, Ca, Sr, Cl, Br, водорастворенный гелий)	-

Таблица 70 – Содержание гидрогеохимических и газовых показателей в пробах (2016 г)

Привязка	Гидрогеохимические показатели				Газовые показатели			
	He абс., %	Ka He	Бензол, мг/дм ³	Толуол, мг/дм ³	CH ₄ , ×10 ⁻⁴ %	ТУ, ×10 ⁴ %	He, %	δ ¹³ CH ₄ , %
устье р. Юктели	4,936E-06	1,08	0,0011	0,103	0,083	0,117	0,004	-
устье р.Чепкокто	4,576E-06	1,00	0,002	0,08	0,0025	0,095	0,004	-
р.Виви	4,936E-06	1,08	0,007	0,83	0,35	0,220	0,004	-
р.Виви	4,576E-06	1,00	0,001	0,09	0,0032	0,154	0,004	-
р.Виви	5,296E-06	1,16	0,003	0,24	0,0015	0,235	0,004	-
р. Виви	6,016E-06	1,31	0,003	0,16	0,0004	0,287	0,004	-
р. Виви	4,936E-06	1,08	0,0005	0,002	0,0008	0,092	0,004	-
р. Виви	6,016E-06	1,31	0,0005	0,001	0,023	0,273	0,018	-
устье р. Янгето	5,656E-06	1,24	0,0005	0,002	0,0004	0,016	0,004	-
р. Виви	6,016E-06	1,31	0,0005	0,006	0,0002	0,049	0,004	-
р. Виви	5,656E-06	1,24	0,0005	0,001	0,0003	0,066	0,004	-
устье р. Чикты (приток р. Виви)	4,936E-06	1,08	0,0005	0,001	0,0003	0,103	0,004	-
р. Виви	5,656E-06	1,24	0,0005	0,013	0,092	0,131	0,004	-
р. Виви	4,936E-06	1,08	0,0005	0,0005	0,030	0,195	0,097	-
р. Виви (соленый источник)	2,977E-05	6,51	0,0005	0,001	0,032	0,191	0,025	-
р. Виви	5,296E-06	1,16	0,0005	0,009	7,7	1,151	0,004	-
устье р. Гиле	5,296E-06	1,16	0,0005	0,05	0,0011	0,302	0,004	-
р. Виви	5,656E-06	1,24	0,0005	0,0005	0,08	0,148	0,004	-
р. Виви	6,016E-06	1,31	0,0005	0,002	0,05	0,067	0,004	-
р. Виви	5,296E-06	1,16	0,0005	0,0005	0,0117	0,153	0,004	-
р. Виви	6,016E-06	1,31	0,0005	0,0005	23,6	2,347	0,004	-57,7

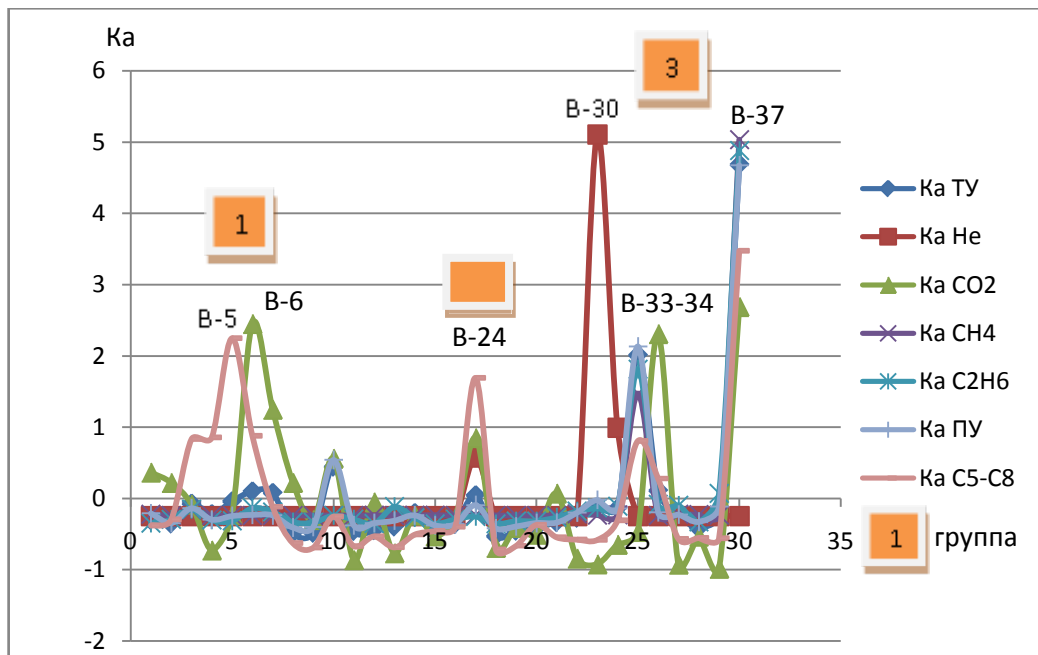


Рисунок 43 – Нормированные газовые показатели углеводородного насыщения в бассейне р. Виви

- 1 группа: повышенные содержания CO_2 , парообразных УВ, предельных УВ.
 2 группа: повышенные содержания парообразных УВ, гелия, CO_2 .
 3 группа: повышенные содержания гелия, ТУ, CH_4 и ПУ.

Хлоридный состав поверхностных вод р. Виви подтвердил современный процесс восходящей разгрузки подземных вод хлоридного кальциевого состава в Тунгусском бассейне. Таликовые зоны являются гидрогеохимическими «окнами» для седиментационных глубинных рассолов. Опробование по р. Тутончана в 2015 году не дало положительных результатов по причине летнего паводка. Целью маршрута было подтверждение зон разгрузок высокоминерализованных вод и высоких (аномальных) значений бензола и толуола, полученных ранее в ходе полевых маршрутов сотрудниками СНИИГГиМС. Характеристика аномалий приведена в Таблице 71.

В целом на территории Курейской синеклизы (в бассейне рек Северная, Ерачимо, Ямбуакан, Тутончана, Виви) гидрогеохимическими работами установлены следующие пределы изменений водорастворенных органических веществ:

- содержание бензола в поверхностных водах колеблется от 0,00025 до 0,95 г/дм³,
- параллельно отмечаются высокие содержания спиртов 0,25-2,25 г/дм³,
- органических кислот 0,17-13,8 г/дм³,
- эфиров 0,05-7,9 г/дм³,
- углеводов 1,5-4,8 в мг/дм³.

Таблица 71 – Краткая характеристика гидрогазогеохимических аномалий в водах зон затрудненного и активного водообмена [64]

Привязка и тип водопункта	Прямые признаки нефтегазоносности	Химический состав	
		подземных вод, г/л, %-экв.	растворенного газа, %-об.
Источник по правому берегу р. Тутончаны, в 6 км выше р. Уокит	Очаг открытой разгрузки. Солоноватая вода. Содержание в воде бензола 0,15 г/дм ³ , толуола 0,54 г/дм ³ , органические кислоты 13,8 г/дм ³	4 Cl 99 Ca 60 Na 37 Mg 3	-
Источник на правом берегу р. Тутончаны, урочище “Кольцо”	Очаг открытой разгрузки Солоноватая вода. Содержание в воде бензола 0,35 г/дм ³ , толуола 0,46 г/дм ³ , органические кислоты 24,9 г/дм ³ , летучие органические кислоты 22,8 г/дм ³	13,3 Cl 99,5 Ca 70,6 (Na+K) 26,7	N ₂ 81,36 O ₂ 11,29 CO ₂ 3,75 CH ₄ 3,6
Левый берег р. Нижняя Тунгуска в 2 км ниже устья р. Таймуры. Скв. 2 с профиля Тура – Виви, пермские песчаники с глубины 255 м	Скважиной вскрыт очаг скрытой разгрузки. Содержание в воде бензола 0,437 г/дм ³ . В составе растворенного в виде УВ газа нарушены соотношения тяжелых углеводородов, повышена концентрация гелия	253 Cl 100 (Na+K) 54 Ca 41	CH ₄ 74,84 N ₂ 23,96 CO ₂ 0,92 C ₂ H ₆ сл C ₃ H ₈ 0,08 C ₄ H ₁₀ 0,14 C ₅ H ₁₂ 0,12 He 0,59

С учетом накопленного опыта ландшафтных геохимических поисков можно сделать следующие выводы.

Сравнительный анализ результатов геохимического опробования на Эмбенчиминском, Агатском участке, выполненный в разные годы, показывает, что геохимические поля над ореолами рассеяния изменчивы во времени: они меняют свою структуру и интенсивность.

Мощные базальтовые покровы в ненарушенном состоянии действительно выступают в роли экранов на пути восходящих УВ эманаций. Это подтверждено более слабыми геохимическими аномалиями на базальтовых плато по сравнению с аномалиями, зафиксированными на южных площадях Байкитской, Катангской, Южно-Тунгусской НГО. Примером экранирующих свойств базальтовых покровов может служить Худякитский поисковый объект, где отмечены наиболее слабые геохимические поля по газовому показателю. На этом участке, расположенном в центральной части плато Путорана, мощность базальтовой толщи свыше 1000 метров.

В пределах базальтовых покровов существуют ослабленные зоны (проницаемые разломы), которые служат путями более интенсивной восходящей миграции по сравнению со стабильными блоками. Их трассируют контрастные гидрогеохимические аномалии на поверхности.

Для оценки нефтегазоносности рекомендуется использовать малозатратное гидрогазогеохимическое опробование. Для прослеживания дизъюнктивного каркаса территории

удобно использовать гидрогеохимическое опробование по гидросети. На участках детализации работ общий комплекс рекомендуется дополнять фитогеохимическим опробованием, последнее позволяет выполнять площадные работы на любых элементах ландшафта, а также определением тяжелых металлов в гидрохимических пробах.

В Курейской синеклизе для опережающей (рекогносцировочной) оценки нефтегазоносности территорий надо выполнять опорные региональные маршруты гидрогазогеохимического опробования. Их целесообразно прокладывать вдоль и вблизи региональных сейсмических профилей. Это позволит увязать разрозненные данные гидрогеохимического опробования разных лет с результатами новейших сейсмических зондирований осадочного чехла.

Фрагментарное ведение геохимических поисков нецелесообразно и малоэффективно.

ГЛАВА 5. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ КРИТЕРИЯМ

Гидрогеологические поиски нефти и газа на Сибирской платформе в древних осадочных комплексах протерозоя и нижнего палеозоя (возрастом более 450 млн. лет) основываются на понимании локального характера углеводородного насыщения разреза. В этих толщах, поступление УВ в резервуар сопровождается возмущением теплового, гидродинамического и гидрогеохимических полей. Такие аномалии фиксируются гидрогеологическими методами.

Накопленный гидрогеологический материал позволил обозначить главные геотермические, гидродинамические и гидрогеохимические закономерности геологического разреза нефтегазоносных территорий и составить внутренне увязанные гидрогеологические модели нефтегазоносных бассейнов, обосновать критерии зонального и локального прогноза нефтегазоносности для Курейской синеклизы.

На Карте перспектив нефтегазоносности южной части Курейской синеклизы по гидрогеологическим критериям (Рисунок 36) и Карте перспектив северо-западной части Курейской синеклизы (Рисунок 44) и таблице 72 показаны перспективные участки в рифей-вендском, венд-нижнекембрийском, кембрийском и ордовикско-девонских уровнях в Южно-Тунгусской, Северо-Тунгусской и Катангской НГО. Эти территории выделены по комплексу геолого-геофизических, гидрогеологических и ландшафтных критериев. Часть перспективных участков совпадает с установленными зонами нефтегазонакоплений Моктаконо-Таначинской, Сухотунгусской.

Первоочередными являются территории южного борта Курейской синеклизы и территория северной части Сурингдаконского выступа (Виви-Тутончанский участок). Объектами второй очереди являются участки на которых применена технология опережающей геохимической оценки нефтегазоносности малоизученных территорий в пределах Северо-Тунгусской НГО (Агатский, Худякитский, Северо-Реченский).

1. Качественным примером комплексного применения гидрогеохимических методов служит рекомендация перспективного участка в северной части Сурингдаконского выступа (**Виви-Тутончанский участок**). Здесь для постановки поисково-оценочных геолого-разведочных работ рекомендуется территория междуречья рек Нижняя Тунгуска, Виви, Тутончана, Таймура, общей площадью порядка 50 тыс. км² (Рисунок 44). Перспективная территория ограничена контрастными речными долинами, которые приурочены к ослабленным проницаемым тектоническим зонам, контролирующим восходящую разгрузку глубинных флюидов в виде рассольных источников, газовых эманаций и битумного насыщения пород.

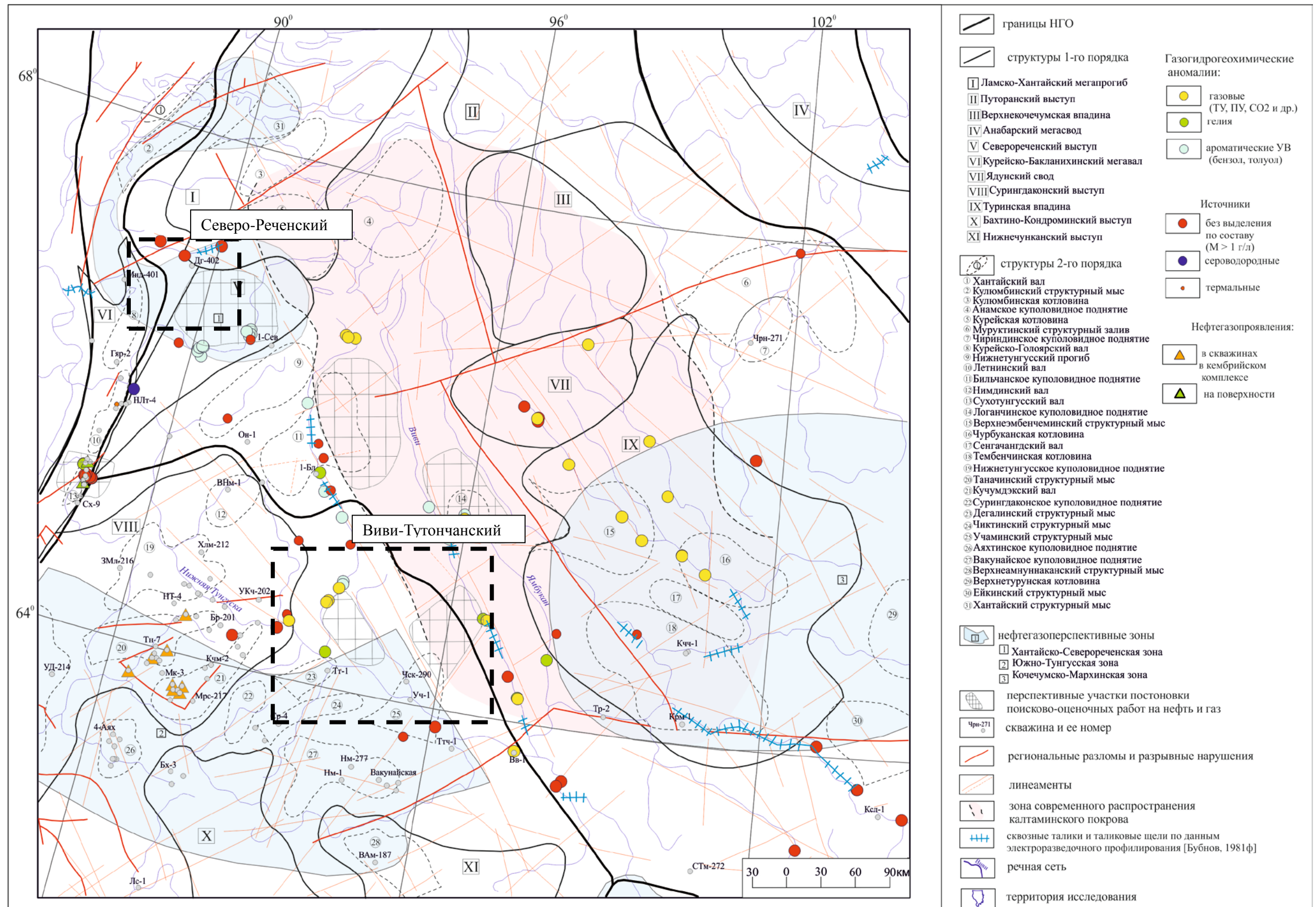


Рисунок 44 – Карта перспективных участков постановки поисково-оценочных работ на углеводороды в северо-западной части Курейской синеклизы по комплексу геолого-геофизических, гидрогеологических и ландшафтных критериев (составили А.И. Сурнин, И.В. Литвинова [226])

Таблица 72 – Общая характеристика перспективных участков Курейской синеклизы по комплексу глубинных гидрогеологических критериев и ландшафтных показателей

НГО	Тектонические структуры 1 порядка	Тектонические структуры II порядка	Перспективные зоны и участки	Глубинные критерии	Ландшафтные показатели	НГК
Северо-Тунгусская	Путоранский выступ		Худякитский	СГПД, нефтепроявления	газогеохимические	O-D
		Анамское к.п.	Агатский	-	газогидрогеохимические, фитогеохимические	O-D
	Ламско-Хантайский мегапрогиб (западный борт)	Хантайский с.м.	Хантайский	-	гидрогеохимический, газогидрогеохимические, фитогеохимический	O-D
	Северо-Реченский выступ		Северореченский	-	гидрогеохимический	O-D
Южно-Тунгусская	Сурингдаконский выступ	Дегенский с.м. Учаминский с.м. Нижнетунгусское к.п.	Виви-Тутончанский	СГПД, АВПД; нефтегазопроявления; состав рассолов; ВРГ, ВРОВ	гидрогеохимический, газогидрогеохимические	O-D Є ₁ , Є ₁ -V
Катангская	Южный борт Курейской синеклизы	Усть-Илимпейский с.м. Чунский с.м.	Усть-Илимпейский	СГПД, АВПД; термомаксимум, ВРГ, ВРОР	гидрогеохимический, газогидрогеохимические	Є ₁ -V Rf-V

Изучение этих проявлений дает нам свидетельства возможного присутствия залежей углеводородов в глубоких частях разреза выбранной территории. Междуречные пространства, ограниченные проводящими разломами, представляют собой стабильные тектонические блоки с благоприятными условиями накопления и сохранности предполагаемых залежей углеводородов в резервуарах верхнего палеозоя. Дополнительным фактором сохранности является сплошное бронирование данной территории с поверхности траппами мощностью до 500 м и туфовым экраном.

Рекомендация дана на основе интерпретации комплекса материалов бурения колонковых скважин по профилю Виви – Тутончаны, испытания Тутончанской параметрической скважины, данных электроразведочного профилирования (ЗСБЗ/МТЗ), сейсмических работ по речному профилю «Нижняя Тунгуска» и поверхностного гидрогеохимического опробования [180].

Свидетельства восходящей современной и палео- миграции глубинных флюидов проявились по таким критериям:

- прямые поисковые гидрогеохимические показатели: заметные и высокие концентрации растворенного органического вещества (Таблицы 45, 50, 54);
- нафтидопроявления в отложениях Pz_3-T_1 , вскрытые колонковыми скважинами на профиле Виви – Тутончана (Таблица 73);
- состав рассолов и минерализация (Таблица 37);
- повышенная электропроводность верхней части разреза по долинам рек, которая указывает на рассольное насыщение пород ВЧР за счет подтока глубинных вод [28].

Таблица 73 – Нафтидопроявления в колонковых скважинах профиля Виви-Тутончана

№ скв.	Объект	Интервал	Возраст пород	Состав пород	Характер нафтидопроявлений
9-п	профиль Тура-Виви	620-630	P_2dg	песчаники	сильный запах нефти
13-п		575-588	P_2dg	песчаники	
36-п	профиль Виви-Тутончаны	587-597	D_2jk	известняки трещиноватые кавернозные	при нагревании породы обильно высачивается нефть из каверн
41-п		610-612	D_2jk	известняки трещиноватые кавернозные	заполнитель красновато-коричневый битум, полностью пропитан нефтью
2-к	Таймуринские скважины	181,5-183,5	T_1kr	туфы	кern пропитан легким битумом
7-к		110-113	T_1kr	туфы	

Важно, что в приустьевой части Виви получена проба газа с изотопным составом углерода метана $\delta^{13}C = -39,8\%$, что однозначно указывает на глубинный генезис полученного газа и дает нам свидетельства возможного присутствия залежей

углеводородов в глубоких частях разреза выбранной территории.

2. На перспективы южного борта Курейской синеклизы указывают сверхгидростатические пластовые давления (СГПД) с проявлениями АВПД в пластах (Таблица 41), температурный пьезомаксимум в районе Усть-Илимпейского структурного мыса (Рисунок 36). Высокое содержание ВРГ (Таблица 42) и высокие содержания Сорг в пластовых водах указывают, что данные участки находятся в ореоле рассеяния месторождений.

3. На перспективы нефтегазоносности Северо-Реченского участка указывают гидрогеохимические аномалии по водорастворенным ароматическим углеводородам и преимущественно хлоридный натриевый состав вод поверхностных источников в междуречье рек Курейка и Северная. Разгрузка вод такого состава (воды выщелачивания) свидетельствует о наличии соленосного экрана в нижних частях разреза и, следовательно, о благоприятных условиях сохранности залежей в резервуарах венд-силурийского комплекса этой структуры.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наиболее существенные научные и практические результаты проведенного анализа гидрогеологических условий нефтегазоносности Курейской сводятся к следующему:

1. Выполнено геотермическое районирование территории с выделением геотермических районов устойчивого прогрева осадочного чехла, которые ассоциируются с проводящими глубинными разломами.

2. Выполнено районирование по характеру гидродинамического режима в водоносных комплексах. Сформирована обобщенная флюидодинамическая модель сложного осадочного бассейна Курейской синеклизы, в котором ведущим фактором гидродинамики является восходящая разгрузка глубинных флюидов.

3. В гидрогеологическом разрезе выявлены гидродинамические барьеры и криогенные экраны, которые служат важным дополнительным региональным фактором обеспечения сохранности залежей УВ.

4. Обоснован оптимальный комплекс гидрогеологических глубинных и ландшафтных критериев прогноза нефтегазоносности в условиях осадочного чехла Курейской синеклизы. С применением комплекса гидрогеологических критериев выполнена оценка нефтегазоносности ряда поисковых участков в контурах подготовленных структур и прогнозируемых погребенных поднятий, рекомендованы объекты для первоочередной постановки геологоразведочных работ.

5. Для целей перспективного комплексного недропользования территории, важна приведенная в работе оценка потенциала гидроминеральных ресурсов Курейской синеклизы. Указано, что в западной части Сибирской платформы имеются значительные ресурсы гидроминерального сырья, минеральных бальнеологических и питьевых лечебных вод. Для установления терапевтической активности минеральных вод рекомендовано проведение дальнейшего их гидрогеологического и бальнеологического изучения.

Поисковые работы на рекомендованных по гидрогеологическим критериям перспективных объектах для первоочередного изучения, позволят прирастить запасы УВ и подготовить новые участки для недропользования.

Учет и планомерная оценка ресурсов высокоминерализованных подземных вод в качестве источника гидроминерального сырья, бальнеологических и питьевых минеральных вод, имеет принципиальное значение для перспективного планирования развития территорий, комплексного недропользования и удовлетворения социальных

запросов населения будущих промысловых поселков.

На сегодняшний день, принципиально важно, что в западной части Сибирской платформы имеются ресурсы как бальнеологических, так и питьевых лечебных вод. Для установления терапевтической ценности всех типов вод необходимо проведение дальнейшего их гидрогеологического и бальнеологического изучения. Прежде всего, необходимо изучить состав и качества минеральных природных вод, гидрогеологические параметры водозаборов и технических условий их каптажа, включая их экологическую оценку. Этот ресурс может быть использован при решении социальных запросов населения растущих промысловых поселков на новых перспективных месторождениях и центрах нефтегазодобычи в условиях Крайнего Севера.

В Курейской синеклизе для опережающей (рекогносцировочной) оценки нефтегазоносности территорий надо выполнять опорные региональные маршруты гидрогазогеохимического опробования. Их целесообразно прокладывать вдоль и вблизи региональных сейсмических профилей. Это позволит увязать разрозненные данные гидрогеохимического опробования разных лет с результатами новейших сейсмических зондирований осадочного чехла.

Фрагментарное ведение геохимических поисков нецелесообразно и малоэффективно.

Для оценки нефтегазоносности рекомендуется использовать малозатратное гидрогазогеохимическое опробование. Для прослеживания дизъюнктивного каркаса территории удобно использовать гидрогеохимическое опробование по гидросети. На участках детализации работ общий комплекс рекомендуется дополнять фитогеохимическим опробованием, последнее позволяет выполнять площадные работы на любых элементах ландшафта, а также определением тяжелых металлов в гидрохимических пробах.

Данная тема является перспективной для дальнейшей разработки поскольку на данной территории запланирован большой объем региональных сейсмических работ в комплексе с геохимическим сопровождением, а также бурение параметрических скважин (Тынепская-215, Ханнтайская-405 и др.) Поэтому обоснованный оптимальный комплекс гидрогеологических глубинных и ландшафтных критериев прогноза нефтегазоносности в условиях осадочного чехла Курейской синеклизы. и получение новых материалов позволит выйти на прогноз нефтегазоносности на данной территории и даст толчок дальнейшим исследованиям на локальном уровне.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АБ – аквабитумоиды
- АВПД – аномально высокие пластовые давления
- АЗС – Ангарская зона складок
- АНПД – аномально низкие пластовые давления
- АУВ – ароматические углеводороды
- БА – Байкитская антеклиза
- ВК – водоносный комплекс
- ВНК – водонефтяной контакт
- ВРБ – водорвстворимые битумоиды
- ВРГ – водорастворенные газы
- ВРОВ – водорастворенные органические вещества
- ВСС – выстойка спокойного стояния скважины (термокаротаж)
- ВЧР – верхняя часть разреза
- Г – газонасыщенность
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГПНГ – геохимические поиски нефти и газа
- ГРР – геологоразведочные работы
- ГУГК – главное управление геодезии и картографии при Совете министров СССР (ГУГК при СМ СССР).
- ЗСБЗ – зондирование становлением поля в ближней зоне (электроразведка)
- ИП – испытатель пластов
- КВД – кривая восстановления давления
- КВУ – кривая восстановления уровня
- КФ – криогенные флюидоупоры
- ММП – многолетнемерзлые породы
- МОВ – метод отраженных волн (сейсмиразведка)
- МОГТ – метод общей глубинной точки
- МТЗ – метод точечного зондирования
- НБА – Непско-Ботуобинская антеклиза
- НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- НГО – нефтегазоносная область
- НГП – нефтегазоносная провинция

НГР – нефтегазоносный район
НГК – нефтегазоносный комплекс
ОВ – органическое вещество
ПГО – производственно-геологическое объединение
ПП – погребенные поднятия
ПУ – предельные углеводороды
ПХА – полный химический анализ
СГПД – сверхгидростатическое пластовое давление
СДУ – средний динамический уровень
СНГР – самостоятельный нефтегазоносный район
СХА – сокращенный химический анализ
ТАБ – Тунгусский артезианский бассейн
ТУ – тяжелые углеводороды
УВ – углеводороды
УВГ – углеводородные газы
УВОБ – углеводородокисляющие бактерии
ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
ВСЕГИНГЕО - Всероссийский научно-исследовательский институт гидрогеологии и инженерной геологии
ИМГРЭ - Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов
ИХТТИМС - Институт химии твёрдого тела и переработки минерального сырья по 1997 г.
КГУ - Красноярское геологическое управление по 1957 г.
НИИГА - Научно-исследовательский институт геологии Арктики до 1972 г.
ВНИГРИ - Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт
ВНИИЯГГ - Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии до 1986 г.
КНИИГГиМС - Красноярский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья
ТПИ - Томский политехнический институт
ИНГГ СО РАН - Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени академика Трофимука Со РАН
ВСЕГЕИ - Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова, Л.А. Системно-гидрогеологический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов: автореферат дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.11 / Л.А. Абукова. – М., 1993. – 39 с.
2. Абукова, Л.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов / Л.А. Абукова, А.А. Карцев // Отеч. геол. – 1999. – № 2. – С. 11-16.
3. Акулинчев, Б.П. Особенности аномальных пластовых давлений нефтегазоводоносных комплексов / Б.П. Акулинчев // Геол., геофиз. и разраб. нефт. и газ. месторожд. – 2010. – № 9. – С. 18-21, 61-62.
4. Алексеев, С.В. Промышленные рассолы Сибирской платформы: гидрогеология, бурение и добыча, переработка, утилизация / С.В. Алексеев, А.Г. Вахромеев, Н.П. Коцупало, А.Д. Рябцев – Иркутск: Изд-во «Географ», 2014. – 162 с.
5. Аникеев, К.А. Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. / К.А. Аникеев. – Л.: Недра. – 1964. – 168 с.
6. Анисимова, Н.П. Криогидрогеохимические особенности мерзлой зоны / Н.П. Анисимова. – Новосибирск: Наука, 1981.
7. Аномально высокие пластовые давления и нефтегазоносность недр: Тезисы докладов первой Всесоюз. научно-практической конференции 17-19 окт. 1990 г. / ред.: В.И. Славин, В.Ф. Химич, В.В. Шевердяев. – Л. : ВНИГРИ, 1990.
8. Анциферов, А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы: моногр. / А.С. Анциферов и др.; ред.: А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
9. Анциферов, А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы / А.С. Анциферов. – М.: Недра, 1989. – 176 с.
10. Анциферов, А.С. Геологические запасы промышленных рассолов основных нефтегазоносных регионов Лено-Тунгусской провинции : сборник статей / А.С. Анциферов и др. // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа. Результаты работ по межведомственной региональной научной программе "Поиск" за 1994 год: – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1996. – Ч. 1. – С. 139 -142.
11. Атлас гидрогеологических и инженерно-геологических карт СССР. М., 1983.
12. Балобаев, В.Т. Тепловое поле недр Сибири: монография / В.Т. Балобаев и др.; ред. Э.Э. Фотиади. – Новосибирск: Наука, 1987. – 196 с.

13. Бабошина, О.А. Геология и перспективы нефтегазоносности Тунгусской синеклизы и ее обрамления / О.В. Бабошина и др.; ред. В. Д. Козырев; Всесоюз. нефтяной научно-исслед. геолого-разведочный ин-т. – Л. : Недра, 1968. – 260 с.
14. Баженова, Т.К. Геохимия и гидрогеология нижнесреднепалеозойских отложений Тунгусского возможно нефтегазоносного бассейна в связи с перспективами его нефтегазоносности: отчет о НИР / Т.К. Баженова, В.И. Вожов и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1969.
15. Баженова, Т.К. Разрезы и фауна силура севера Тунгусской синеклизы : моногр. / Т. К. Баженова [и др.] ; ред. Б. С. Соколов ; Ин-т геологии и геофизики СО АН СССР. - Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1992. - 193 с.
16. Баранов, И.Я. Принципы геокриологического (мерзлотного) районирования области многолетнемерзлых горных пород : монография / И.Я. Баранов. – М.: Наука, 1965.
17. Барс, Е.А. Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков / Е.А. Барс, Л.И. Селезнева, З.М. Скульская. – М.: Наука – 1978. – с. 48-53. <http://hydropetroleum.ru/node/66>.
18. Басков, Е.А. Минеральные воды и палеогидрогеология Сибирской платформы / Е.А. Басков. Труды ВСЕГЕИ. Новая серия. Т. 254. – М.: Недра, 1977. – 148 с.
19. Битнер, А.К. Опыт применения прямых геохимических поисков нефти и газа на междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски: / А.К. Битнер, З.Г. Быстрова, И.И. Вольхин и др. // В кн.: Тез.докл.геол.конф. 25-26 апреля 1974 г. Красноярск – Красноярск, 1974.
20. Битнер, А.К. Геолого-геохимические модели распределения газовых полей : научное издание / А.К. Битнер // Геол. и нефтегазонос. перспектив. земель Краснояр. края. Тюмень, 1987. – С. 37-44.
21. Битнер, А.К. Геохимический прогноз скоплений нефти и газа в западной части Сибирской платформы: автореф. дисс. ... канд.геол.минер. наук / А.К. Битнер – М., 1987, – 23 с.
22. Битнер, А.К. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А.К. Битнер и др.; Красноярск: (б. и.), 1990. – 114 с.
23. Битнер, А.К. Минеральные воды западной части Сибирской платформы / А.К. Битнер, И.В. Литвинова //Подземная гидросфера. – Иркутск, 2012. – С. 441-444.
24. Битнер, А.К. Создание геолого-информационной базы минерально-сырьевой и нефтегазовой информации по регионам Эвенкийского автономного округа, содержащей сведения о ресурсах и запасах, их качестве, технико-экономических показателях геологоразведочных работ в регионе как потенциального резерва наращивания ресурсов и

- запасов углеводородов ОАО ВСНК: отчет по договору № ВС-28-03 / А.К. Битнер, Л.А. Седых, П.П. Курганьков – Красноярск, ООО Геола, 2013. – 256 с.
25. Боб, А.Н. Результаты регионального изучения Анамского свода прямыми геохимическими методами поиска нефти и газа: отчет о результатах изучения структуры геохимических полей Анамской площади геохимическими методами поиска нефти и газа в 1987-1989 гг. Листы Q-46-II-Q-46-VI, Q-46-VIII-Q-46-XI, R-46-XXXII-R-46-XXXV: геологический отчет / А.Н. Боб, В.А. Зуев, В.В. Попов. – Туруханск, Енисейнефтегазгеология, 1990. – 262 с.
26. Борисов, В.Н. Рассолы и палеогидрогеология Тунгусского артезианского бассейна: автореферат дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.07 /В.Н. Борисов. – Иркутск, 1978. – 20 с.
27. Брылкин, Ю.Л. Создать многофакторные модели основных промышленных типов месторождений нефти и газа Сибирской платформы с целью оптимизации поисковых и разведочных работ, разработать теоретические и методические основы определения подсчетных параметров: отчет по договору № 053 / Ю.Л. Брылкин, Л.Л. Кузнецов, Г.Ф. Степаненко и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1993. – 502 с.
28. Бубнов, В.М. Распределение подземных рассолов в Тунгусской синеклизе по данным электрметрии / В.М. Бубнов // Гидрогеология нефтегазоносных областей Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – с.44-54.
29. Бубнов, В.М. Результаты маршрутных электроразведочных работ методом ЗСБЗ по р. Нижняя Тунгуска: отчет Нижне-Тунгусской электроразведочной партии по работам 1974 г. / В.М. Бубнов, В.А. Шапоров, А.К. Захаркин. – Красноярск, Богучанская геофизическая экспедиция, 1975.
30. Бубнов, В.М. Результаты электроразведочных работ методом ЗСБЗ по профилю вдоль рек Виви и Таймура (отчет Вивийской эр/п № 51/76 по работам 1976 г.) : геологический отчет / В.М. Бубнов, В.П. Межов, А.К. Захаркин. – Красноярск, Борская ГЭ, 1977. – 135 с.
31. Бубнов, В.М. Результаты электроразведочных работ методом ЗСБ по профилям вдоль рек Тутончаны и Северной: отчет Курейской ЭРП № 59/77-78 за 1977 г. / Бубнов В.М., В.П. Лебедь, А.К. Захаркин. – п. Бор, Красноярскнефтегазразведка, 1978.
32. Бубнов, В.М. Результаты электроразведочных работ методом ЗСБ по профилю вдоль р. Курейки : отчет Дюпкунской ЭРП №13/78-79 по работам 1978 г. / В.М. Бубнов, А.К. Захаркин. – п. Бор, Красноярскнефтегазразведка, 1979.

33. Будников, В.И. Закономерности осадконакопления в карбоне и перми запада Сибирской платформы / В.И. Будников; ред. В.П. Казаринов // Труды СНИИГГиМС; вып. 183 – М.: Недра, 1976. – 136 с.
34. Букаты, М.Б. Закономерности распространения и формирования химического состава подземных рассолов юго-запада Сибирской платформы: автореферат дисс. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.07 / М.Б. Букаты. Иркутск, 1980. – 19 с.
35. Букаты, М.Б. Оценка геологических ресурсов гидроминерального сырья центральной части Байкитской антеклизы (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления) / Букаты М.Б., Шварцев С.Л.// Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 гг. Ч.2. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1995. – 120-126 с.
36. Букаты, М.Б. Прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений западной части Сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий / М.Б. Букаты // Геол. нефти и газа. – 1997. – 11. – С. 18-24.
37. Букаты, М.Б. Равновесие подземных рассолов Тунгусского бассейна с минералами эвапоритовых и терригенных фаций / М.Б. Букаты // Геология и геофизика. – 1999. – 40, 5. – С. 750-763.
38. Букаты, М.Б. Геология и геохимия подземных рассолов западной части Сибирской платформы : дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.06 / Букаты Михаил Болеславович. – Иркутск, 2000. – 289 с.
39. 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, N 11. – С. 1201-1217.
40. Букаты, М.Б. Геогидродинамические особенности верхнекембрийских и нижнекембрийских комплексов юго-запада Сибирской платформы / М.Б. Букаты, А.А. Бровенко, С.Л. Ким // Труды СНИИГГиМС. – 1977. – Вып. 254. – с. 42-55.
41. Букаты, М.Б. Разработка и совершенствование методики гидрогеологических исследований для повышения эффективности при поисках и разведке нефти и газа: отчет по теме 2-63/84 за 1985-87 гг. / Букаты М.Б., Певнев С.М., Вахрушев В.В. – Томск, ТПИ, 1987. – 598 с.
42. Варламов И.П. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири / И.П. Варламов и др.; ред. Н. А. Флоренсов, И. П. Варламов; – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1981. – 239 с.
43. Вахромеев, А.Г. Аномальные давления флюидов как индикатор напряженного состояния соленосной формации осадочного чехла Сибирской платформы / А.Г.

- Вахромеев // Современная геодинамика и опасные природные процессы в Центральной Азии : Материалы Всероссийского совещания "Современная геодинамика и сейсмичность Центральной Азии: фундаментальный и прикладной аспекты". Иркутск. 20-23 сент. 2005. – Иркутск : Изд-во Ин-та зем. коры СО РАН, 2005. Вып. 3. – С. 113-116.
44. Вахромеев, А.Г. Поисковые гидрогеологические критерии локализации месторождений редкометалльных промышленных рассолов Сибирской платформы / А.Г. Вахромеев // Изв. СО секц. наук о Земле РАЕН. – 2008. – N 7. – С. 30-41
45. Вахромеев, А.Г. Глубокое бурение и освоение залежей промышленных рассолов с аномальными параметрами на Сибирской платформе / А.Г. Вахромеев // Изв. СО секц. наук о Земле РАЕН. – 2010. – N 1. – С. 117-128.
46. Вахромеев, А.Г. Аномально проницаемый "трещинно-жильный" и "карстово-жильный" карбонатный коллектор в рифе Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (по геолого-промысловым данным горизонтального бурения) / А.Г. Вахромеев и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 4.
47. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных каверново-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы: монография. / А.Г. Вахромеев. – Иркутск: Издательство ИРНТУ, 2015. – 248 с.
48. Верба, М.Л. Геология и прогноз нефтегазоносности северо-западной окраины Сибирской платформы: монография / М.Л. Верба и др.; ред. Д. С. Сороков – Л. : Недра. 1969. – 264 с.
49. Вожов, В.И. Возможности применения газогидрогеохимических поисков нефтегазовых залежей на Сибирской платформе / Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1974. – с. 79-82.
50. Вожов, В.И. Подземные воды Тунгусского бассейна / В.И. Вожов – М.: Недра, 1977. – 104 с.
51. Вожов, В.И. Органическое вещество подземных вод основных нефтегазогенерирующих комплексов Тунгусского бассейна / В.И. Вожов // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы : сборник науч. тр. – М. : Наука, 1981. – С. 78-87.
52. Вожов, В.И. Многолетнемерзлые породы – новый тип флюидоупора / В.И. Вожов // Породы-коллекторы нефтегазонос. отложений Сибири. – Новосибирск, 1984. – С. 78-87.
53. Вожов, В.И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы / В.И. Вожов. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

54. Вожов, В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции : автореферат дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.07 / В.И. Вожов. – Новосибирск, 1999. – 50 с.
55. Вожов, В.И. Минеральные воды Эвенкийского автономного округа. Закономерности распространения, формирования и возможности их использования / В.И. Вожов // Актуальные вопросы природопользования и пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии: Доклады третьей региональной конференции. – Тура-Красноярск, 2001. – С. 53-61.
56. Вожов, В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции : монография / В.И. Вожов. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2006. – 209 с.
57. Вожов, В.И. Зоны разгрузки флюидов в Тунгусском бассейне / Вожов В.И., Кащенко С.А. //Геология нефтегазоносных регионов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. – с. 137-141.
58. Вожов, В.И. О возможности локализации углеводородных залежей под интрузивными трапами / В.И. Вожов, С.П. Кузьмин, М.Б. Букаты // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1981. – С. 87-94.
59. Вожов, В.И. Закономерности распространения многолетнемерзлых пород на Сибирской платформе / В.И. Вожов, А.И. Сурнин // Гидрогеология нефтегазоносных областей Сибирской платформы: сборник науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1982. – С. 5-18.
60. Вожов, В.И. Криолитосфера и геотермия Сибирской платформы в связи с ее нефтегазоносностью: обзор информ. / В.И. Вожов, А.И. Сурнин; ред. Гурари Ф.Г. – М.: ВИЭМС, 1983. – 35 с.
61. Вожов, В.И. Геотермические условия нефтегазоносности Сибирской платформы /Вожов В.И., Гурари Ф.Г., Сурнин А.И. // Советская геология, 1983. – № 10. – С. 49-56.
62. Вожов, В.И. Особенности распределения и состав аквабитумоидов в отложениях верхнего протерозоя и палеозоя западной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / В.И. Вожов, В.П. Данилова, А.Э. Конторович // Геология и геофизика – 1987. – № 7. – С. 17-25.
63. Вожов, В.И. Комплексные гидрогеологические исследования Тунгусского бассейна для прогноза нефтегазоносности и металлоносности подземных рассолов (тема № 684). Красноярский край: отчет о НИР / В.И. Вожов, М.Б. Букаты, С.П. Кузьмин, и др. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1975. – 321 с.

64. Вожов, В.И. Изучение региональных гидрогеологических закономерностей палеозойских отложений Сибирской платформы в связи с нефтегазоносностью: геологический отчет / В.И. Вожов, М.Б. Букаты. –Новосибирск, СНИИГГиМС, 1978. – 396 с.
65. Вожов, В.И. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции: отчет по теме № 946 / В.И. Вожов, М.Б. Букаты, В.М. Бубнов и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1981. – 389 с.
66. Вожов, В.И. Изучение закономерностей гидрогеологических условий зон нефтегазонакопления Сибирской платформы: отчет о НИР / В.И. Вожов. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1986. – 264 с.
67. Вожов, В.И. Разработать и внедрить гидрогеологические критерии регионального и зонального прогноза нефтегазоносности и обоснование на проведение специальных работ по оценке попутных вод разведываемых газонефтяных месторождений Лено-Тунгусской провинции в качестве минерального сырья на редкие, рассеянные и другие элементы: геологический отчет. / В.И. Вожов. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1988. –156 с.
68. Вожов, В.И. Обоснование основных направлений комплексного изучения и освоения попутного гидроминерального сырья месторождений нефти и газа в целях создания в России конкурентоспособной на внутреннем и мировом рынках продукции : отчет о НИР / В.И. Вожов, Е.М. Паркаев, М.Н. Назарова и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1994. 263 с.
69. Выделить зоны нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской НГП на основе реконструкций геодинамических, гидродинамических и геохимических обстановок в истории развития осадочного чехла: отчет по госконтракту № 4Ф-12 от 20.03.2012 г. / П.Н. Соколов, А.В. Мигурский, Сурнин А.И. и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС – 2014. – 897 с.
70. Выполнить фундаментальные и прикладные исследования в области теории и новых геологических концепций поиска месторождений нефти и газа с анализом материалов по региональному геологическому строению Сибири и научным обоснованием геологоразведочных работ по выявлению крупных перспективных районов и перспективных объектов лицензирования: геологический отчет / В.С. Сурков, В.С. Старосельцев, А.Э. Конторович. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1998. – 2978 с.
71. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода – порода. Т.1 : Система вода – порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В.А. Алексеев и др.; ред. С. Л. Шварцев. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2005 – 244 с.

72. Геологическое изучение и оценка минеральных ресурсов недр территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Обосновать прирост ресурсов в крупных зонах нефтегазонакопления на территории Красноярского края, разработать новые методы изучения горных пород и флюидов и прогноза высокочемических коллекторов: отчет о НИР / В.С. Старосельцев, Н.В. Мельников, А.И. Ларичев. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004. – 1613 с.
73. Гидрогеология СССР. Том XVIII: Красноярский край и Тувинская АССР / Е.А. Басков и др.; ред. И.К. Зайцев. – М., 1972. – 479 с.
74. Головешкин, А.Е. Учет влияния траппового магматизма при зональном прогнозе нефтегазоносности на западе Сибирской платформы / А.Е. Головешкин, Афанасьева Т.В., Зинченко Вл.Н. // Прогноз зон нефтегазонакопления и локал. объектов на Сибирской платформе. – Л., 1988. – С. 116-128.
75. Гинсбург, Г.Д. Гидрогеология северо-западной окраины Сибирской платформы и окаймляющих ее мезозойских прогибов (Норильский район) в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности: отчет о НИР / Г.Д. Гинсбург, Г.А. Иванова, А.Д. Резник. Норильск, НИИГА, 1969. – 431 с.
76. Гольдберг, И.С. Природные битумы Сибирской платформы как показатели эволюции залежей нефти / И.С. Гольдберг, В.В. Самсонов // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформен. нефтегазонаос. провинциях СССР. – Л., 1985. – С. 5-17.
77. Гомонова, Л.Н. Вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод Ангаро-Ленского артезианского бассейна по микрокомпонентному составу / Л.Н. Гомонова // Проблемы теоретической и региональной гидрогеохимии. – М.: МГУ, 1979. – 127-129 с.
78. Горюнов, Н.А. Отчет о выполнении работ по объекту: Региональные геофизические работы по профилю скв. Хошонская 256 – скв. Светлая 1 (Южно-Курейская с/п № 37/06-08) : геологический отчет / Н.А. Горюнов. Енисейск, Енисейгеофизика, 2008. – 167 с.
79. Гузаев, А.А. О происхождении котловин Чадобецкого поднятия, гидровулканизм, рудоносность / А.А. Гузаев // Материалы и минерально-сырьевые ресурсы Центральной Сибири. Материалы юбилейной научно-практической конференции – Красноярск, 2010 г. с. 264-269.
80. Гуревич, А.Е. Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов: монография / А.Е. Гуревич – Л.: Недра. – 1969. – 112 с.

81. Гуревич, А.Е. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгина и др. – Л.: Недра, 1987. – 223 с.
82. Дерпгольц, В.Ф. Краткое гидрогеологическое заключение по Анакитскому железорудному месторождению: геологический отчет / В.Ф. Дерпгольц. – Норильск, 1953.
83. Дзюба, А.А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы : монография / А.А. Дзюба; ред. Е. В. Пиннекер – Новосибирск: Наука, 1984. – 157 с.
84. Дикенштейн, Г. Х. Нефтегазоносные провинции СССР : моногр. / Г. Х. Дикенштейн [и др.]. - М. : Недра, 1977. - 328 с.
85. Дурмишьян, А.Г. О проблеме аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и ее роли в поисках нефти и газа / А.Г. Дурмишьян; ред. С. Н. Симаков. // Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения. Труды ВНИГРИ; вып. 397 – Л.: ВНИГРИ, 1977. – 179 с.
86. Дюнин, В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
87. Дюнин, В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин, В.И.Корзун. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.
88. Ефимов, А.С. Обоснование перспективных объектов для ускоренного воспроизводства углеводородного сырья в Восточной Сибири и республике Саха (Якутия) на основе комплексирования геолого-геофизических исследований и бурения параметрических скважин : отчет по госконтракту № 8Ф-07 / А.С. Ефимов, В.С. Старосельцев, Г.М. Тригубович, О.В. Шиганова. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2009. – 2010 с.
89. Ефимов, А.С. Продолжение работ по обоснованию перспективных объектов для ускоренного воспроизводства углеводородного сырья в Восточной Сибири и республике Саха (Якутия) на основе комплексирования геолого-геофизических исследований и бурения параметрических скважин : отчет по госконтракту № 4Ф-09 от 03.11.2009 г. / А.С. Ефимов, О.В. Шиганова; В.С. Старосельцев и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2011. – 5109 с.
90. Железняк, М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы: монография / М.Н. Железняк; ред. В.Т. Балобаев; – Новосибирск: Наука, 2005. – 227 с.
91. Железняк, М.Н. Геотемпературное поле и мощность криогенной толщи в зоне сочленения Енисей-Хатангского прогиба с тунгусской синеклизой / М.Н. Железняк, И. Е. Мисайлов, В.А. Кринин // Криосфера Земли. – 2013. – Т. 17, N 4. – С. 22-29.

92. Забалуев, В. В. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / В. В. Забалуев [и др.] ; ред. В. В. Забалуев ; Всесоюз. нефтяной научно-исслед. геолого-разведочный ин-т (Л.). - Л. : Недра. Ленингр. отд-ние, 1980. - 200 с.
93. Зайцев, И.К. Подземные воды Восточной Сибири и Дальнего Востока (классификация, районирование, формирование и использование): автореф. дисс. ... докт. геол.-минерал. наук / И.К. Зайцев – Ленинград, ВСЕГЕИ, 1956. –18 с.
94. Зингер, А.С. Газогидрохимические критерии оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Нижнего Поволжья) / А.С. Зингер. – Саратов: Изд-во СГУ, 1966. – 475 с.
95. Зотов, В.В. Испытание в эксплуатационной колонне скважины Чункинская 282 (Красноярский край): отчет по госконтракту № 239 от 25.11.2014 г. /В.В. Зотов, М.А. Масленников, Е.В. Смирнов. – Красноярск, Байкитская НГРЭ, 2016. – 2443 с.
96. Зуев, В.А. Гидрогеохимия зоны гипергенеза и особенности формирования приповерхностных аномалий западной части Тунгусского артезианского бассейна : дисс. ... канд. геол.-мин. наук. / А.В. Зуев. – ТПУ, Томск, 1986, – с.306.
97. Зуев, В.А. Особенности миграции химических элементов в природных водах Тунгусской синеклизы в связи с поисками нефтяных и газовых месторождений: отчет о НИР / В.А. Зуев, А.Д. Назаров. – Томск, ТПИ, 1986. –282 с.
98. Иванов, В.В. Классификация подземных минеральных вод / Иванов В.В., Невраев Г.А. // Труды Центр. ин-та курортологии и физиотерапии, вып. 1, 1964.
99. Иванова, Л.Д. Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири / Л.Д. Иванова и др.; ред. П.И. Мельников – Новосибирск: Наука, Сибирское отд-ние, 1984. – 191 с.
100. Идиятов, Р.Х. Проведение комплексных полевых геофизических работ с целью подготовки новых зон нефтегазонакопления в центральной части Енисей – Хатангского прогиба (Центрально-Таймырская площадь): отчет по госконтракту № 235 от 20.11.2014 г. / Р.Х. Идиятов, Д.Г. Кушнир, Д.В. Яковлев. – Уфа, Башнефтьгеофизика, 2016. – 869 с.
101. Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД : сборник науч. трудов / ред. В.И. Славин. – Л. : ВНИГРИ, 1987. – 142 с. :
102. Ильина, Е.В. Подземные воды и газы Сибирской платформы / Е.В. Ильина, Б.Н. Любомиров, Н.Я. Тыченко. – Гостоптехиздат. – 1962.
103. Ильченко, В.П. Гидрогеохимические показатели раздельного прогноза залежей газа, газоконденсата и нефти в Предкавказье /В.П. Ильченко // Обзор ВИЭМС. Сер.геол., методы поисков и разведки месторождений нефти и газа, 1984. – 40 с.

104. Исаев, В.П. Перспективы применения геохимических методов поисков нефти и газа в Красноярском крае / В.П. Исаев // В кн.: Тезисы докл. Всесоюз. конф. 22-24 октября 1975 г. Красноярск, 1975.
105. Капченко Л.Н. Генезис глубокозалегающих подземных вод нефтегазоносных бассейнов и их роль в нефтегазонакоплении : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Л.Н. Капченко. – Л., 1975. – 48 с.
106. Карцев, А.А. Геохимические методы исследований при поисках нефти и газа / А.А. Карцев, В.П. Шугрин – М.: Недра, 1964. – 203 с.
107. Карцев, А.А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.М. Матусевич. – М.: Недра, 1986.
108. Карцев, А.А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии : монография / А.А. Карцев и др.; ред. А.А. Карцев. – М. : Недра, 1992. – 208 с.
109. Киевленко, Е.Я. Геология и оценка месторождений исландского шпата / Е.Я. Киевленко – М.: Недра, 1974. – 160 с.
110. Киссин, И.Г. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн / И.Г. Киссин. – М.: Наука, 1964. – 239 с.
111. Классификация минеральных вод и лечебных грязей для целей их сертификации: методические указания / А.Н. Разумов, В.Б. Адилов, О.Б. Давыдова и др. – М.: РНЦ ВМиК, 2000. – 60 с.
112. Козырев В.Д., Бабошина О.А., Гольдберг И.С. Сравнительная оценка перспективных на нефть и газ земель Тунгусской синеклизы и ее обрамления и выбор первоочередных объектов для разведочного бурения. Отчет по теме 303, Ленинград: ВНИГРИ, 1964. 772л., 41р., 3кн., 2п., 1а., 1м.н. Росгеолфонд, № 13406.
113. Конторович, А.Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы : сборник научных трудов – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1975. – С. 4-21.
114. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А. Э. Конторович ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья. - М. : "Недра", 1976. - 250 с.
115. Конторович, А.Э. Геохимия высокомолекулярных компонентов битумоидов в подземных водах нефтегазоносных бассейнов / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, А.С. Фомичев // Органическая геохимия вод и поисковая геохимия: материалы VIII Междунар. конгресса по органич. геохимии – М. : Наука, 1982. – С. 52-55.

116. Конторович, А.Э. Лено-Тунгусская провинция - перспективный регион для создания новой базы добычи нефти и газа на востоке СССР [Текст] : научное издание / А. Э. Конторович [и др.] // Геол. и геофиз. - 1986. - 1. - С. 3-14.
117. Копылова, Ю.Г. Профессор Павел Афанасьевич Удодов – научный руководитель проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии (1963-1981 гг.) / Ю.Г. Копылова, А.А. Хвощевская, Н.В. Гусева // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от Обручева В.А., Усова М.А., Урванцева Н.Н. до наших дней. – Томск, 2013. – С. 499-513.
118. Корнцейнштейн, В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов: монография / В.Н. Корнцейнштейн – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 168 с.
119. Корнцейнштейн, В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов: монография / В.Н. Корнцейнштейн – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 310 с.
120. Корнцейнштейн, В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов: монография / В.Н. Корнцейнштейн – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1991. – 420 с.
121. Кринин, В.А. Геологическое строение и нефтегазоносность юго-западной части Бахтинского мегавыступа: научное издание / В.А. Кринин, С.А. Кащенко, С.П. Распутин // Геология и геофизика – 1989. – № 11. – С. 90-95.
122. Кринин, В.А. Горизонты коллекторы нижнего-среднего кембрия Бахтинского мегавыступа / В.А. Кринин, С.Н. Распутин, С.В. Лодин // Нефтегазоносные комплексы перспективных земель Красноярского края. – Красноярск, 1984. – 121-123 с.
123. Кропоткин, П.Н. Глубинные разломы и дегазация Земли. Тектоническое развитие земной коры и разломы / П.Н. Кропоткин, Б.М. Валяев – Москва: Наука, 1979. С. 257—267.
124. Кротова, В.А. Гидрогеологические критерии нефтеносности / В.А. Кротова // Труды ВНИГРИ; вып. 147 – Л.: Гостоптехиздат. 1960. – 162 с.
125. Кротова, В.А. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности (на примере Тимано-Печорского бассейна): монография / В.А. Кротова, С.И. Сергиенко и др.; ред. В.А. Чахмачев – М.: Наука, 1983. – 104 с.
126. Кузьмин, С.П. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности запада Тунгусского бассейна: дис. ...канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / С.П. Кузьмин; – Новосибирск, 1987. – 334 с.

127. Курчиков, А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности [Текст] : научное издание / ред. А. Р. Курчиков. - М. : Недра, 1992. - 231 с.
128. Кустов, Ю.И. Рассолоносные формации на юге Сибирской платформы / Ю.И. Кустов // Подземная гидросфера. – Иркутск: Иркут. гос. техн. ун-т, 2006. – С. 73-76.
129. Кутасов, И.М. Определение температуры горных пород при недостаточной выстойке скважины /И.М. Кутасов // Разведка и охрана недр – 1971 – № 2 – с. 32-35.
130. Лебедь, Г.Г. О результатах поисков нефти и газа в Иркутском амфитеатре бактериологическими методами / Г.Г. Лебедь, С.Ф. Труфанова, А.Н. Парфенова //Труды ВНИИЯГГ – 1970 – вып.8.
131. Линецкий, В.Ф. Аномальное пластовое давление как критерий времени формирования нефтяных залежей / В.Ф. Линецкий // В кн.: Проблемы миграции нефти и формирования скопления нефти и газа – М.: Гостоптехиздат – 1959. – с.151-158.
132. Литвинова, И.В. Ногинский участок как объект первоочередного освоения гидроминерального сырья на территории Эвенкийского автономного округа / И.В. Литвинова, А.А. Щербакова // VII Международная конференция “Новые идеи в науках о земле”: Материалы докладов. Т.4. – М.: КДУ, 2005. – 130 с.
133. Литвинова, И.В. Применение фитогазогеохимического метода для оценки перспектив нефтегазоносности погребенных поднятий Северо-Тунгусской НГО Сибирской платформы / И.В. Литвинова, А.П. Хилько // Современные проблемы геохимии, геологии и поисков месторождений полезных ископаемых: материалы Междунар. науч. конф., посвященной 100-летию со дня рождения акад. К.И. Лукашева, 14-16 марта 2007 г., Минск; ред. О.В. Лукашев. – Минск: Изд. Центр БГУ, 2007. – С. 235-236.
134. Литвинова, И.В. Температурное поле осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / И.В. Литвинова, А.И. Сурнин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2016. – № 2.
135. Лысак, С.В. Геотермические условия и термальные воды южной части Восточной Сибири : монография / С.В. Лысак; ред. Е.В. Пиннекер. М.: Наука, 1968. – 120 с.
136. Лысак, С.В. [и др.]. Тепловой поток Сибири и Монголии [Текст] : научное издание / РАН. СО. Объед. ин-т геол., геофиз. и минерал. // Методика и результаты изуч. пространств.-врем. вариаций геофиз. полей. - Новосибирск, 1992. - С. 6-43, 247.
137. Магара, Кингзи. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти: монография: пер. с англ. / К. Магара; пер.: Е.В. Кучерук, Н.И. Высоцкий; ред. И.В. Высоцкий. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

138. Марков, Е.П. Ордовик и ранний силур юго-запада Тунгусской синеклизы / Е.П. Марков; ред. А.Б. Ивановский // Труды СНИИГГиМС, вып. 85. Серия, Стратиграфия и палеонтология – Л. : Недра, 1970. – 144 с.
139. Матухин, Р.Г. Девон и нижний карбон северо-запада Сибирской платформы: монография / Р.Г. Матухин, В.Вл. Меннер. – Новосибирск: Зап.-Сиб. кн. изд-во, 1974. – 129 с.
140. Матусевич, В.М. Гидрогеохимические исследования и оценка нефтегазоносности недр Западно-Сибирского бассейна / В.М. Матусевич // В кн.: Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии Сибири. – Тюмень, 1975 – с. 71-77.
141. Матусевич, В.М. Литогидрогеохимия - методологическая основа наращивания ресурсной базы углеводородов [Текст] / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, Р. Н. Абдрашитова // Изв. вузов. Нефть и газ. - 2011. - N 5. - С. 10-17.
142. Мелик-Пашаев, В.С. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях: монография / В.С. Мелик-Пашаев, Э.М. Халимов, В.Н. Серегина. – М.: Недра, 1983. – 182 с.
143. Мельников, Н.В. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции : моногр. / Н. В. Мельников [и др.] ; ред. Н. В. Мельников ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья (Новосибирск). - М. : "Недра", 1977. - 205 с.
144. Мельников, Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников // Геология и геофизика, 1996, т. 37, № 8. – с. 196-205.
145. Мельников, Н.В. Перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы / Н.В. Мельников и др. // Геология и геофизика – 2008. – Т. 49, N 3. – С. 235-243.
146. Мельников, Н.В. Разработать геологические модели ловушек и условий формирования залежей Моктаконской зоны нефтегазонакопления с целью оптимизации поисковых работ (договор № 302): отчет о НИР / Н.В. Мельников, С.А. Кашенко. – Новосибирск, СНИИГГиМС, Енисейнефтегазгеология, 1991. –242 с.
147. Методика гидрогеологических исследований локальных структур при поисках нефти и газа : монография / Я.А. Ходжакулиев и др. – Ашхабад : ЫЛЫМ, 1978. – 248 с.
148. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. – М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975.
149. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 30 июля 2007 г. – № 195.

150. Методическое руководство по гидрогеохимическому методу поисков рудных месторождений / П.А. Удодов, С.Л. Шварцев, В.М. Матусевич. – Новосибирск. СНИИГГиМС. – 1963.
151. Мигурский, А.В. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазоаккумуляции на юго-западе Сибирской платформы / А.В. Мигурский, Е.С. Носкова // Геология нефти и газа – 2007. – № 4. – С. 13-18.
152. Мигурский, Ф.А. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования: отчет по госконтракту № 12Ф-07 / Ф.А. Мигурский, Е.В. Смирнов, Н.В. Мельников и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2010. – 954 с.
153. Митчелл, А. Глобальная тектоническая позиция минеральных месторождений: монография / А. Митчелл, М. Гарсон; ред. В. И. Старостин; пер. А.Л. Дергачев, С.Б. Розанов. – М.: Мир, 1984. – 496 с.
154. Муравьев, А.Д. Разработать и внедрить многофакторную геологическую модель ЮТЗ с целью оптимизации поисковых и разведочных работ на нефть и газ и обоснования подсчетных параметров: отчет по договору № 301 / А.Д. Муравьев, А.Э. Конторович, Б.Г. Краевский. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991.
155. Назаров, А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.Д. Назаров. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
156. Назимков, Г.Д. Завершение строительством Средне-Таймуринской параметрической скважины № 272: геологический отчет / Г.Д. Назимков, Ю.А. Жуковин, Н.В. Прицан. – Красноярск, КНИИГГиМС, 2005. – 586 с.
157. Назимков, Г.Д. Средне-Таймуринская параметрическая скважина № 272: геологический отчет / Г.Д. Назимков, Н.В. Прицан. – Красноярск, Енисейнефтегаз, 2004. – 491 с.
158. Нежданов, А.А. Роль дегазации Земли в формировании месторождений УВ Севера Западной Сибири [Текст] / А. А. Нежданов, А. Д. Авраменко, И. И. Халиулин // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. - М. : Геос, 2008. - С. 340-342.
159. Нестеров, И.И. Нефть Сибири : моногр. / И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич. - М. : Знание, 1963. - 31 с.
160. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии : монография / В.А. Кротова (ред.) // Труды ВНИГРИ, вып. 277 – Л.: Недра, 1969. – 295 стр.

161. Новиков, Д.А. Геотермическая модель юго-западной части Курейской синеклизы в связи с нефтегазоносностью / Д.А. Новиков, А.А. Кох // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 110-117.
162. Носкова, Е.С. Структурно-тектонические критерии нефтегазоносности Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района: автореферат дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Носкова Екатерина Станиславовна. – Москва, 2015. – 24 с.
163. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений / И.С. Старобинец, А.В. Петухов, С.Л. Зубайраев и др.: под ред. А.В. Петухова и И.С. Старобинца. – М.: Недра, 1993. – 332 с.
164. Осуществить научное обоснование и прогноз новых крупных зон нефтегазонакопления в провинциях Сибири, выполнить их геолого-экономическую оценку: отчет о НИР / А.Э. Конторович, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1995. – 2737 с.
165. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов / под ред. И.С. Старобинца, М.К. Калинко – М.: Недра, 1985. 238 с.
166. Павленко, В.В. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности докембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна: монография / В.В. Павленко и др.; ред. А.С. Анциферов – М.: Недра, 1978. – 126 с.
167. Панченко, А.С. Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти / А.С. Панченко. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
168. Перельман, А.И. Геохимия природных вод : монография / А.И. Перельман; ред. А.В. Щербаков ; – М.: Наука, 1982. – 151 с.
169. Перельман, А.И. Геохимия: Учебник для геол. спец. вузов / А.И. Перельман. -2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1989. – 528 с.
170. Пиннекер, Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна (закономерности размещения, состав, динамика, формирование и использование / Е.В. Пиннекер. – М.: Наука, 1966. – 332 с.
171. Пиннекер, Е.В. Основы гидрогеологии. Общая гидрогеология : монография / Е.В. Пиннекер и др.; ред. Е.В. Пиннекер. – Новосибирск : Наука, 1980 – 225 с.
172. Плотников, Н.И. Гидрогеологические исследования на месторождениях твердых полезных ископаемых. Основы гидрогеологии. Методы гидрогеологических исследований / Н.И. Плотников – Новосибирск, Наука, 1984. – 213 с.
173. Подземные воды Сибири и Дальнего Востока: сборник статей / ред.: И.С. Ломоносов, Н.А. Маринов, Е.В. Пиннекер. – М.: Наука, 1971.

174. Попова, Н.Н. Новые данные по стратиграфии бокситоносных отложений Чадобецкой площади / Н.Н. Попова, Т.Г. Прошина // Материалы и минерально-сырьевые ресурсы Центральной Сибири: материалы юбилейной науч.-практ. конф. – Красноярск, 2010. – С. 258-263.
175. Посохов, Е.В. Минеральные воды (лечебные, промышленные, энергетические): монография / Е.В. Посохов, Н.И. Толстихин. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1965. – 240 с.
176. Прокопьева, Р.Г. Перечень объектов, содержащих УВ скопления по гидрогеохимическим данным / Прокопьева Р.Г., Ставицкий Б.П // Научные труды ЗапСибНИГНИ – 1981, вып. 170, с. 93-98.
177. Рукавишников, И.И. Возможности геохимических методов при поисках нефти и газа на юге Сибирской платформы / И.И. Рукавишников, Д.И. Дробот, А.С. Анциферов // Тезисы докладов Всесоюз. конф. 22-24 октября 1975 г. – Красноярск, 1975.
178. Рябцев, А.Д. Поликомпонентные литиеносные рассолы Сибирской платформы – сырье многоцелевого назначения / А.Д. Рябцев и др. // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – Красноярск, 2013. – Вып. 11. – С. 241-261.
179. Садиков, М.А. Общая гидрохимическая характеристика северо-запада Сибирской платформы и перспективы поисков полезных ископаемых: геологический отчет / М.А. Садиков. – Ленинград, НИИГА, 1965. – 183 с.
180. Свинцицкий, С.Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов / С.Б. Свинцицкий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – N 4. – С. 58-64.
181. Свинцицкий, С.Б. Глобальное распространение АВПД на больших глубинах / С.Б. Свинцицкий, С.Ю. Корякин // Геология в развивающемся мире. – Пермь, 2013. – Т. 1. – С. 241-244.
182. Седых, Л.А. К вопросу повышения эффективности геологоразведочных работ при подготовке объектов под глубокое поисковое бурение на нефть и газ / Л.А. Седых, Л.Б. Праворотов. // Тезисы докл. геол. конф. 25-26 апреля 1974 г. – Красноярск, 1974.
183. Славин, В.И. Геотермические условия осадочного чехла Сибирской платформы / В.И. Славин, Н.Я. Тычино, О.А. Бабошина // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1980, № 5. – с.5-13.
184. Славин В.И. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация / В.И. Славин, Л.М. Брук // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД: сборник науч. трудов – Л., ВНИГРИ, 1987, с. 145.

185. Славин, В.И. Аномально-высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / В.И. Славин. СПб., 1997. – 53 с.
186. Смирнов, Е.В. Обоснование геологической модели и прогноз нефтегазоносности Бахтинского района Южно-Тунгусской НГО по комплексу геологических, неотектонических и геохимических методов : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Е.В. Смирнов. – Новосибирск, 2006. – 25 с.
187. Смирнов, Е.В. Использование геолого-геофизических, неотектонических и геохимических критериев при прогнозе нефтегазоносности осадочных бассейнов Сибири / Е.В. Смирнов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 3.
188. Смирнов, М.Ю. Региональные сейсмические профили (речные работы) и опытные электроразведочные работы по реке Нижняя Тунгуска с переинтерпретацией сейсмических и скважинных данных на территории южного борта Курейской синеклизы с целью выделения приоритетных нефтегазоперспективных зон для постановки детальных работ : отчет по госконтракту № 30 от 12.03.2012 г. / М.Ю. Смирнов, Г.Д. Ухлоva, Н.В. Мельников. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2014.
189. Соколов, В.А. Геохимия природных газов / В.А. Соколов – М.: Недра, 1971, с. 336.
190. Стариков, Л.Е. Выполнить прогноз участков распространения литологических ловушек в ванаварской свите Катангской седловины и оценить их возможную нефтегазоносность на основе детальных литолого-палеогеологических реконструкций и комплексных гидрогеологических исследований: отчет по договору № 303 (6096) / Стариков Л.Е., Сурнин А.И. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991. – 421 с.
191. Старобинец, И.С. Развитие научных основ геохимических методов поиска нефти и газа / И.С. Старобинец – М.: Наука, 1983.
192. Старобинец, И.С. Экранизирующая и проводящая роль пород криолитозоны по отношению к миграционным углеводородам / И.С. Старобинец, Р.Н. Муругова // Геология нефти и газа. – 1985. – 1. – С. 24-27.
193. Старобинец, И.С., Технология газопромысловых гидрогеологических исследований / И.С. Старобинец, М.К. Калинин – М: Недра, 1997. – 298 с.
194. Старосельцев, В.С. Основные тектонические этапы формирования чехла Сибирской платформы в связи с нефтегазоносностью рифейских отложений / В.С. Старосельцев // Геология и геофизика – 1996, т. 37, № 8 – с. 206-213.
195. Старосельцев, В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений: моногр. / В.С. Старосельцев. – М. : Недра, 1989. – 259 с.

196. Старосельцев, В.С. Маркирующие покровы – основа корреляции и тектонических реконструкций платобазальтов / В.С. Старосельцев // Тектоника, геодинамика и процессы магматизма и метаморфизма. – М. : ГЕОС, 1999.
197. Старосельцев, В.С. Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений УВ на севере Тунгусской синеклизы / Старосельцев В.С., Дивина Т.А. // Геология и геофизика – 2001, т. 42 (11-12). – с. 1918-1926.
198. Старосельцев, В.С. Проблемные вопросы тектоники нефтегазоносных областей Сибири: избранные труды / В.С. Старосельцев – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2006. – 248 с.
199. Старосельцев, В.С. Предпосылки обнаружения гигантского скопления нефти на северо-востоке Тунгусской синеклизы / В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина, В.И. Вожов, Г.Н. Кулиш // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения. Первая международная конференция 21-26 апреля 1996 г. – СПб., 1998 – с. 127-132.
200. Старосельцев, В.С. Дистанционный прогноз погребенных поисковых объектов по аэрофотоснимкам / В.С. Старосельцев, Г.Н. Кулиш // Отеч. геол. – 1996. – 4. – С. 44.
201. Старосельцев, В.С. Научное сопровождение геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) с целью повышения их эффективности при региональных исследованиях и подготовке первоочередных объектов нефтегазопроисковых работ : отчет по объекту № 70-146 (госконтракт № 6Ф-05) / В.С. Старосельцев, А.С. Ефимов и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2006. – 749 с.
202. Старосельцев, В.С. Обобщить результаты геологических исследований, выполненных в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в 1994-2004 гг., осуществить прогноз зон нефтегазонакопления и локализации объектов недропользования на нераспределенном фонде недр: отчет о НИР по объекту 2Н1-15 (госконтракт № АТ-03-13/194) / В.С. Старосельцев, Н.В. Мельников, О.В. Шиганова, и др. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2007. – 921 с.
203. Страхов, Л.Г. Рудоносные вулканические аппараты юга Сибирской платформы / Л.Г. Страхов – Новосибирск: Наука, 1978. – 117 с.
204. Суббота, М.И. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопроисковых целях: монография / М. И. Суббота и др.; ред. А.А. Карцев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1980. – 271 с.
205. Суббота, М.И. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопроисковых целях / М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник и др. – М.: Недра, 1980.

206. Сулимо, И.Н. Геология и перспективы нефтегазоносности юго-запада Сибирской платформы: монография / И.Н. Сулимо и др.; ред. А.А. Трофимук. Л.: Недра. – 1966.
207. Сурков, В.С. Консолидированная кора платформенных областей Сибири / В.С. Сурков и др. // Разведка и охрана недр – 2007. – N 8. – С. 3-9.
208. Сурнин, А.И. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Виллойской синеклизы : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.07 / А.И. Сурнин – Томск, 1986. – 18 с.
209. Сурнин, А.И. Гидрогеохимическая зональность и критерии нефтегазоносности продуктивного комплекса отложений в разрезе Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления / А.И. Сурнин, Н.С. Фатеева // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 гг. Ч. 1 – Изд-во СО РАН – Новосибирск, 1995. – С. 98-99.
210. Сурнин, А.И. Ландшафтные фитогазогеохимические съемки нефтегазоперспективных площадей Лено-Тунгусской провинции (методика и основные результаты) / А.И. Сурнин // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа. (результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск»): сборник статей. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1996. – Ч. 1. – С. 146-149.
211. Сурнин, А.И. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов нижнего Приангарья гидрогеологическими методами (опыт работ на месторождениях – эталонах ЮТЗ и Собинско-Тэтэринской зоны) / А.И. Сурнин // Геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения нефтяных и газовых месторождений Нижнего Приангарья : Тез. докл. Всерос. конф. 17-19 сент. 1996 – Красноярск : КНИИГГиМС, 1996. – С. 59-60.
212. Сурнин, А.И. Перспективы попутного использования пластовых рассолов при освоении Юрубчено-Тохомского газоконденсатнонефтяного месторождения / А.И. Сурнин // Доклады региональной конференции геологов Сибири «300 лет горно-геологической службы России». – Томск, 2001. – с.415-416.
213. Сурнин, А.И. Высокие перспективы нефтегазоносности восточной части Катангской седловины (по комплексу гидрогеологических критериев) / А.И. Сурнин // Актуальные вопросы природопользования и пути эффективного освоения минеральных ресурсов Эвенкии. Доклады третьей региональной конференции. – Красноярск, 2001.
214. Сурнин, А.И. Применение геохимических полей распределения микроэлементов для оценки нефтегазоносности малоизученных площадей ЮТЗ / А.И. Сурнин, А.И. Ларичев, Ю.Г. Гладкий, Г.Е. Полякова, А.С. Черевко // Геохимия, 2003, № 10, с.1133-1136.

215. Сурнин, А.И. Реализация гидрогеологического прогноза нефтегазоносности площадей в условиях Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.И. Сурнин // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – Москва, ГЕОС, 2007, с. 62-68.
216. Сурнин, А.И. Комплексование геологических, гидрогеологических данных и материалов поискового бурения для построения адекватной геолого-гидродинамической модели нефтегазоперспективного района / А.И. Сурнин, И.В. Литвинова // Геомодель-2007. IX-я Международная научно-практическая конференция и выставка г. Геленджик, 16-21 сент. 2007 : сборник тезисов и докладов – Геленджик, 2007. – С. 194.
217. Сурнин, А.И. Современное представление структуры гидродинамического поля осадочного чехла Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.И. Сурнин, И.В. Литвинова // Современная гидрогеология нефти и газа. Фундаментальные и прикладные вопросы: Материалы Всерос. научной конференции посвящ. 85-летию А. А. Карцева. – М.: ГЕОС, 2010. – С. 224-230.
218. Сурнин, А.И. Гидродинамический контроль нефтегазонакопления на Сибирской платформе / А.И. Сурнин, И.В. Литвинова // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов. Труды ИПНГ РАН. Сер. конференции – М., 2015. - Вып. 1. – С. 104-107.
219. Сурнин, А.И. Картирование зон и очагов глубинной разгрузки южной части Сибирской платформы / А.И. Сурнин и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2016. – № 1(25). – С. 16-25.
220. Ткачук, В.Г. Типизация лечебных минеральных вод Сибири / В.Г. Ткачук, Н.И. Толстихин. // Минеральные воды Восточной Сибири : сборник научных трудов. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1963.
221. Толстихин, Н.И. Подземные воды мерзлой зоны литосферы / Н.И. Толстихин; ред. Н.Ф. Погребов. – Госгеолиздат. –1941. – 201 с.
222. Удодов, П.А. Схема районирования территории Сибири для проведения гидрогеохимических поисков рудных месторождений / П.А. Удодов, Н.М. Рассказов, С.Л. Шварцев // Геология и геофизика – 1962. – № 11. – С. 95-97.
223. Удодов, П.А. Эффективность гидрогеохимических поисков на территории Сибири / П.А. Удодов, Н.М. Рассказов, С.Л. Шварцев // Вторичные ореолы рассеяния и их использование при поисках рудных месторождений на территории Сибири. – Улан-Удэ, 1973. – С. 218-224.

224. Удодов, П.А. Применение гидрогеохимического метода поисков в условиях многолетней мерзлоты (р-н г. Норильска) : отчет о НИР / П.А. Удодов, С.Л. Шварцев. – Томск, Томский политехнический институт, 1960.
225. Удодов, П.А. Разработка гидрогеохимического метода поисков полезных ископаемых для различных районов Сибири: отчет о НИР / П.А. Удодов, Ю.С. Парилов, С.Л. Шварцев, и др. – Томск, 1961. 402 с.
226. Ухлоva, Г.Д. Выявление крупных объектов нефтегазопоисковых работ на северных склонах Байкитской антеклизы, Бахтинского мегавыступа и южной части Курейской синеклизы на основе построения геологической модели по комплексу геологических, геофизических и геохимических методов: отчет по госконтракту № 159 от 28.02.2014 г. / Г.Д. Ухлоva, Е.В. Смирнов, Н.В. Мельников. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2016. –1038 с.
227. Фенин, Г.И. О проявлении аномально высоких пластовых давлений в мире и особенности его проявления в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Г.И. Фенин и др. // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. – СПб : ВНИГРИ, 2008. – С. 230-238.
228. Фенин, Г.И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов [Электронный ресурс] /Г.И. Фенин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. Т.5. – №4. – <http://www.ngtp.ru/>.
229. Феоктистов, Г.Д. Петрология и условия формирования трапповых силлов / Г.Д. Феоктистов – Новосибирск: Наука – 1978. – 168 с.
230. Фертьль, У.Х. Аномальные пластовые давления /У.Х. Фертьль. – М., Недра, 1980. – 227 с.
231. Филипцов, Ю.А. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы / Ю.А. Филипцов, В. С. Старосельцев //Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 40-56.
232. Филипцов, Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Ю.А. Филипцов. – Новосибирск, 2015. – 40 с.
233. Флоренский, К.П. Газопроявления центральной части Восточно-Сибирской платформы : автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук / К.П. Флоренский. –М.: ГЕОХИ, 1958. – 16 с.
234. Фролов, А.Д. Электрические и упругие свойства криогенных пород / А.Д. Фролов. – М., Недра, 1976. – 254 с.
235. Фотиев, С.М. Гидрогеотермические особенности криогенной области СССР / С.М. Фотиев. – М., Наука, 1978, 236 с.

236. Хоменко, А.В. Влияние трапповых силлов на структуры осадочного чехла Тунгусской синеклизы / А.В. Хоменко // Труды ИГиГ СО АН СССР. – 1988. – 728. – С. 66-71.
237. Хоменко, А.В. Влияние траппов на нефтегазоносность осадочного чехла Сибирской платформы: отчет о НИР: 791 / А.В. Хоменко, Н.А. Ершов, И.А. Зоткевич. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1977. – 250 с.
238. Черевко, А.С. Многоэлементный атомно-эмиссионный анализ почв с дуговым аргоновым двухструйным плазматроном / А.С. Черевко, Г.Е. Полякова // Агрохимия – 2000. – 6. – С. 73-77.
239. Шварцев, С.Л. Некоторые особенности формирования химического состава подземных вод в условиях развития многолетнемерзлых пород / С.Л. Шварцев // Научно-техническое совещание по гидрогеологии и инженерной геологии. – Ереван: 1963. – С. 56-57.
240. Шварцев, С.Л. Некоторые результаты гидрогеохимических исследований в условиях многолетней мерзлоты / С.Л. Шварцев // Геология рудных месторождений – 1963. – Т. 5, № 2. – С. 100-110.
241. Шварцев, С.Л. Взаимодействие подземных вод с горными породами / С.Л. Шварцев // Основы гидрогеологии: гидрогеохимия / под ред. С. Л. Шварцева. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 92-117
242. Шварцев, С.Л. К проблеме самоорганизации системы вода – порода / С.Л. Шварцев // Геология и геофизика – 1995.
243. Шварцев, С.Л. Равновесно-неравновесное состояние системы вода-крепкие рассолы / С.Л. Шварцев, М.Б. Букаты // Рос. фонд фундам. исслед. в Сибирском регионе: земная кора и мантия: Тезисы докладов (Иркутск, 1995). Т. 1. – Иркутск, 1995. – С. 54-55.
244. Шварцев, С.Л. Химический состав и изотопы стронция рассолов Тунгусского бассейна в связи с проблемой их формирования / С.Л. Шварцев // Геохимия – 2000. – № 11. – С. 1170-1184.
245. Шварцев, С.Л. Равновесие подземных вод нефтегазоносных бассейны с вмещающими горными породами как фундаментальная проблема гидрогеологии / С. Л. Шварцев // Современная гидрогеология нефти и газа : материалы всероссийской научной конференции, посвященной 85-летию А. А. Карцева / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский. — Москва: ГЕОС, 2010. – С. 113-116.
246. Шварцев, С.Л. Опыт применения гидрогеохимического метода поисков в условиях сплошной многолетней мерзлоты / С.Л. Шварцев // Труды межведомственного совещания

по гидрогеохимическому методу поисков рудных месторождений, 1960. – Томск: Томский ун-т, 1962. – С. 145-149.

247. Шварцев, С.Л. В.А. Обручев – первый исследователь соленых и минеральных вод Сибири [Электронный ресурс] / С.Л. Шварцев // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от Обручева В.А., Усова М.А., Урванцева Н.Н. до наших дней : материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150-летию академика Обручева В.А., 130-летию академика Усова М.А. и 120-летию профессора Урванцева Н.Н., 24-27 сентября 2013 г., г. Томск – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 101-106. – Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2013/C38/015.pdf>

248. Шевелева, Н.С. Региональные особенности многолетнего промерзания горных пород Средней Сибири на протяжении четвертичного периода /Н.С. Шевелева // В кн.: Общее мерзлотоведение. – Новосибирск, Наука, 1978. – 24-30 с.

249. Шиганова, О.В. Гидрогеологический прогноз перспективных зон нефтегазоаккумуляции в условиях Сибирской платформы / О.В. Шиганова, А.И. Сурнин, И.В. Литвинова // Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопромысловых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) : Материалы научно-практической конференции (21-23 апр. 2008 г., Новосибирск) – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – С. 139-141.

250. Юрин, Г.А. Температурный режим недр Сибирской платформы /Г.А. Юрин // Геология нефти и газа – 1982 – № 9 – с. 12-17.

251. Яковсон, Г.П., Газогидрохимическая зональность и критерии нефтегазоносности локальных структур / Г.П. Яковсон, М.М. Булычев, Ф.П. Самсонов // В кн.: Водорастворенные зоны нефтегазоносных бассейнов. – М.: Наука, 1981 – с. 16-23.

252. Vozhov V.I., Gurari F.G., Surnin A.I. Geothermal conditions of petroleum occurrences of the Siberian platform // International geological review. - 1984. - V.26, 1 2. - P. 206-213.

253. Burst, J. F. Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and its Possible Relation to Petroleum Migration/ Am. Assoc. Petrol. Geol. №53, p. 73-93 (1969).