Федеральное государственное бюджетное учреждение
«Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
(ФГБУ «ВНИГНИ»)

На правах рукописи

МИГУРСКИЙ ФЕЛИКС АНАТОЛЬЕВИЧ

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

доктора геолого-минералогических наук

Москва – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ... 4
1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ... 16
2. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ... 22
2.1 Методология нефтегазовой геологоразведки ... 22
2.1.1. Процесс ГРР на УВ как объект исследования. Результат ГРР ... 22
2.1.2. Проблемы ГРР, главная и частные. Объективный характер ГРР ... 24
2.1.3. Научно-практический циклический характер ГРР ... 26
2.1.4. Продуктивно-репродуктивный характер ГРР ... 29
2.2 Теоретические основы и методы исследований ... 31
2.2.1. Особенности научно-практической деятельности ГРР на УВ ... 31
2.2.2. Обоснование методов исследования ... 34
2.2.3. Теория нефтегазовых систем ... 37
3. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ... 52
3.1. Обоснование проблем. Материалы и источники реконструкций геодинамической истории Сибирской платформы. Основные термины и понятия. ... 52
3.1.1. Проблемы геодинамики Сибирской платформы ... 52
3.1.2. Материалы и источники реконструкций геодинамической истории Сибирской платформы ... 54
3.2. Тектоническое строение, история геологического развития Сибирской платформы ... 58
3.2.1. Обзор существующих представлений ... 58
3.2.2. Основные этапы тектонического развития ... 67
4. ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН, НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ И ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ... 157
4.1. Понятие осадочного бассейна и бассейна седиментации. Классификация бассейнов седиментации ... 157
4.2. Особенности стратиграфии нефтегазоперспективного интервала чехла осадочного бассейна и бассейнов седиментации Сибирской платформы ... 171
4.2.1. Рифейские бассейны седиментации ... 172
4.2.2. Внутриплатформенный Сибирский бассейн седиментации ... 174
4.2.3. Вилюйский внутриплатформенный рифтогенный и Верхоянский шельфовый пассивноокраинный бассейны седиментации ... 189
4.3. Нефтегазоматеринские отложения и нефтегазовые системы Сибирской платформы ... 196
4.3.1. Нефтегазоматеринские толщи Сибирской платформы ... 196
4.3.2. Нефтегазовые системы ... 217
4.4. Зоны нефтегазонакопления Сибирской платформы ... 259
4.4.1. Обзор понятия Зона нефтегазонакопления ... 259
4.4.2. Ловушки нефти и газа Сибирской платформы. Терминология и классификации ... 263

4.4.3. Типовые ловушки отдельных районов Сибирской платформы 270
4.4.4. Основные закономерности геологического строения, определяющие перспективы нефтегазоносности территории Сибирской платформы 284
4.4.5. Зоны нефтегазонакопления Лено-Тунгусской провинции..... 307
4.4.6. Зоны нефтегазонакопления Лено-Вилюйской провинции..... 337
5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГРР РЕГИОНАЛЬНОГО ЭТАПА НА НЕФТЬ И ГАЗ 344
5.1. Принципы ранжирования объектов геолого-разведочных работ различной степени исследованности..... 344
5.2. Недоизученные региональными ГРР зоны нефтегазонакопления 348
5.2.1. Зоны нефтегазонакопления в терригенном венде. Непская, Марковская, Предпатомская ЗНГН..... 348
5.2.2. Пилюдинская навешенная зона нефтегазонакопления. 348
5.2.3. Бысахтахская сквозная зона нефтегазонакопления. Предпатомская нефтегазовая система. 350
5.2.4. Моктаконская сквозная зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система. 351
5.2.5. Предверхоянская зона нефтегазонакопления. Предверхоянская нефтегазовая система. . 351
5.3. Возможные зоны нефтегазонакопления 362
5.3.1. Байкитская возможная зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система. 362
5.3.2. Байкало-Патомская возможная зона нефтегазонакопления. Предпатомская нефтегазовая система. 364
5.3.3. Приенисейская возможная зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система. 367
5.3.4. Кютингдинская возможная зона нефтегазонакопления. Предверхоянская нефтегазовая система. 376
5.4. Нефтегазоперспективные зоны..... 378
5.4.1. Тынепская нефтегазоперспективная зона. Тынепская нефтегазовая система. 378
5.4.2. Прианабарская нефтегазоперспективная зона. Куонамская нефтегазовая система. 378
5.4.3. Кемпендяйская нефтегазоперспективная зона. Вилюйская нефтегазовая система..... 379
5.5. Нефтегазоперспективные области..... 380
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 383
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ..... 392
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 393

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Углеводородное сырье, как основа для создания продуктов переработки и важнейший отечественный экспортный товар, несмотря на существенные колебания мировых цен на нефть и газ, занимает стратегическое положение в экономике России и, особенно, её Сибирского региона. Ввод в действие нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровода «Сила Сибири», другие действия правительства, направленные на ускоренное освоение восточных регионов Российской Федерации, привели к росту объемов геолого-разведочных работ, выполняемых, в первую очередь, коммерческими структурами. В настоящее время в Восточной Сибири сложилась ситуация, когда подавляющая часть лицензионных участков, содержащих доказанные запасы углеводородного сырья, находится в недропользовании и существует неудовлетворенный спрос на перспективные объекты не только нефтяного, но и газового характера.

По результатам последней количественной оценки углеводородных ресурсов Российской Федерации, состоявшейся в 2019 году, по состоянию на 01.01.2017 г. в осадочном чехле Сибирской платформы в пределах Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций (НГП) содержится более 50 млрд. т начальных суммарных геологических ресурсов нефти и более 43 трлн. куб. м свободного газа. При этом практически все ресурсы Лено-Тунгусской НГП локализованы в отложениях от рифея до нижнего кембрия, а преимущественно газовые залежи Лено-Вилюйской провинции сосредоточены в интервале чехла от перми до юры.

На протяжении нескольких последних десятилетий значительная часть земель Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской НГП, оцениваемая в процессе государственной количественной оценки ресурсной базы нефти и газа как высокоперспективная, не вовлечена в опоискование. Начальные суммарные ресурсы углеводородов (НСР УВ) северных нефтегазоносных областей (НГО), таких как: Северо-Тунгусская, Сюгджерская, Анабарская и др., рассматриваются в масштабах сотен миллионов тонн перспективных ресурсов в нефтяном эквиваленте, и эти ресурсы не только не становятся запасами на протяжении десятков лет, но даже не переходят в ранг подготовленных. В лучшем случае все заканчивается процессом локализации, что, как можно заметить из результатов распределения новых лицензий, в большинстве случаев не добавляет им привлекательности в глазах недропользователей.

Государственные геолого-разведочные работы выполняются на основе методических документов, принципиальные научно-практические основы которых были заложены около сорока лет назад. Двухстадийная схема регионального этапа, когда после прогноза нефтегазоносности осадочного бассейна начинается вторая стадия оценки зон

нефтегазонакопления (ЗНГН), упускает детальное изучение генерационно-аккумуляционных критериев в их историко-генетическом аспекте. Это существенно затрудняет решение существующих проблем в нефтегазовой геологии, в том числе, и в геологии Восточно-Сибирского региона.

Степень разработанности темы

Одним из важнейших результатов государственного геологического изучения недр, являются локализованные ресурсы нефти и газа, в дальнейшем предлагаемые нефтегазодобывающим компаниям для поисковых, разведочных и эксплуатационных работ в границах лицензионных участков. Можно отметить невысокий спрос на такие участки. Причиной этого является наличие у геологического менеджмента нефтегазовых компаний понимания недостаточной степени обоснования региональных геологических критериев перспектив нефтегазоносности предлагаемых к лицензированию территорий. В мировой нефтегазовой практике такие геологические критерии являются предметом анализа современной геологической науки, базирующейся в геодинамическом плане - на плитной тектонике, и в геохимическом - на органической теории нефтегазообразования. Эти активно используемые в последние десятилетия принципы объединены в области нефтегазовой геологии, занимающейся изучением и моделированием нефтегазовых систем.

Опыт применения подобных подходов в Восточно-Сибирском регионе пока достаточно редок. При этом уже проявились проблемные моменты, явные противоречия, преимущественно геодинамического характера. Многие аспекты геологического строения осадочного чехла Сибирской платформы известные геологам-нефтяникам, благодаря основательным знаниям материалов сейсморазведки, бурения и многолетнего опыта поисковых работ, входят в неразрешимые противоречия с региональными и историческими геодинамическими реконструкциями региональных геологов.

Например, на основе анализа палеонтологических данных однозначно устанавливается преимущественно венд-раннепалеозойский возраст осадочных толщ юго-востока Сибирской платформы, определяющий в свою очередь время каледонского, раннепалеозойского тектогенеза, интенсивно нарушившего эти толщи (форленд орогена). С другой стороны, Байкало-Патомская складчатая область (хинтерленд), несомненно, парагенетически связанная множеством структурных связей с прилегающей частью чехла юго-восточной периферии платформы (форлендом), по данным многих, вероятно большинства, региональных геологических построений имеет преимущественно докембрийский возраст складчатости, метаморфизма и магматизма.

Похожая ситуация имеет место на западной периферии Сибирской платформы, где складчатые образования Енисейского кряжа в сегодняшнем виде, как признается в соответствии

с современными геодинамическими моделями, также имеют докембрийский возраст. При этом соленосно-карбонатные толщи нижнего кембрия продолжаются к западу от Енисейского кряжа. Необъяснимым остается и факт резкого обрыва литологически выдержанных толщ венда и нижнего кембрия на восточной границе этой структуры.

Не совсем убедительной выглядит модель погребенного авлакогенного строения абсолютно всех синформных рифейских структур довендского структурного яруса Сибирской платформы. Характер, степень дислоцированности и метаморфизма, данные нефтегазового бурения, показывающие отдельные факты залегания доломитов под гранитами, свидетельствуют скорее о, по крайней мере, некоторых случаях наличия погребенных краевых (предгорных, перикратонных) прогибов рифейского возраста.

Все эти противоречия показывают необходимость по-другому взглянуть на геодинамическую историю развития осадочного чехла Сибирской платформы и её складчатого обрамления. Соответственно, создание стройной, взаимоувязанной геодинамической модели, объясняющей имеющиеся противоречия, дает основание для иного моделирования процессов осадконакопления в пределах бассейнов седиментации, существовавших на разных временных этапах. Сформированные в них осадочные толщи впоследствии претерпевали масштабные изменения, обусловленные, в том числе, тектоникой и метаморфизмом, что не могло не отразиться на процессах нефтегазообразования. Недоучет или недостаточно корректная интерпретация геодинамической истории не позволяли до настоящего времени выполнить обоснованный научный прогноз новых перспективных направлений геолого-разведочных работ регионального этапа.

Объектом исследований диссертации являются осадочные толщи Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций Сибирской платформы, метаморфизованные и дислоцированные образования её складчатого обрамления. Особенности их состава и строения позволяют упорядочить события геологической эволюции осадочного чехла, на их основе восстановить историю процессов нефтегазообразования и, таким образом, способствовать новым открытиям скоплений углеводородов на этой территории. Выбор такого масштабного объекта исследований обусловлен общностью методологического подхода, основанного на анализе общих для Восточно-Сибирских НГП проблем, и решении их с помощью геодинамического и нефтегазового системного анализа, тесно взаимоувязанного для цельной структуры, каковой является Сибирская платформа.

Целью представленной работы является прогноз нефтегазоносности и обоснование перспективных территорий для постановки региональных геолого-разведочных работ в пределах Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской провинций на основе геодинамических и

нефтегазогеологических реконструкций современного строения и истории развития нефтегазовых систем (НГС).

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. На основе анализа опубликованных отечественных и иностранных представлений о характере генерационно-аккумуляционных процессов сформулировать или выбрать из имеющихся такое понимание термина *нефтегазовые системы*, которое позволило бы решать проблемы регионального этапа нефтегазовых исследований, взаимосвязанных и взаимозависимых в рамках общего геолого-разведочного процесса, направленного на поиски УВ.
2. Рассмотреть историю геологического и нефтегазового изучения Сибирской платформы. Выполнить новые или упорядочить имеющиеся геодинамические реконструкции истории развития земной коры Сибирской платформы, включающей толщи осадочного чехла и образования складчатого платформенного обрамления. На основе собранного фактического материала, опубликованных данных и при помощи метода внешних аналогий построить геодинамические модели доступных для изучения складчатых зон, обрамляющих платформу, воссоздать историю их развития. Спроецировать на внутренние районы Сибирской платформы главные особенности строения перикратонных областей и связанных с ними основных событий геологической истории.
3. Восстановить процессы седиментогенеза и последующих тектоно-метаморфических преобразований осадочных толщ Сибирской платформы в пределах существовавших бассейнов седиментации.
4. Выделить основные нефтегазовые системы, включающие в качестве составных частей: очаги нефтегазовой генерации, транзитные толщи и пути миграции, перспективные резервуары и области аккумуляции. Установить основные моменты истории развития нефтегазовых систем, включая критический момент максимального проявления генерационно-аккумуляционных событий.
5. На путях миграции и в областях аккумуляции выделить возможные зоны нефтегазонакопления и зоны нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью, как системы однотипных ловушек УВ, закономерно контролируемые едиными геологическими процессами.
6. Оценить региональные нефтегазовые перспективы отдельных объектов различной степени исследованности. Наметить наиболее интересные с точки зрения возможности новых открытий направления для постановки региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ. Дать предложения по постановке ГРР в пределах выделенных объектов, включая границы, очередность и методы исследований. Выполнить ранжирование предлагаемых направлений ГРР по степени перспективности ожидаемых открытий.

Фактическим материалом для обобщения, анализа и формулирования окончательных выводов послужили результаты собственных исследований, осуществлявшихся лично в течение тринадцати летних полевых сезонов в период с 2001 по 2024 годы и участие в полевых работах в составе полевых отрядов СНИИГГиМС с 1989 по 1998 годы на территориях Сибирской платформы и её обрамления.

Существенную роль в формировании главных идей и выводов, представленных в диссертации, играли собственные материалы, собранные в процессе работы над 15-ю научно-производственными отчетами в качестве ответственного исполнителя с 2007 по 2024 годы. В процессе этих исследований автором лично было изучено более 12000 погонных километров сейсмических профилей. Принципиальной переинтерпретации при этом подверглись более 1500 км из них. Исследовано более 146 скальных обнажений коренных пород и в различной степени интерпретированы или учтены известные результаты интерпретаций материалов 195 скважин в различных точках Сибирской платформы. Лично отобрано более 500 образцов для петрофизических, более 300 для литолого-петрографических и более 120 для геохимических исследований.

Кроме того, в представленной работе были переинтерпретированы геофизические материалы ОАО «Енисейгеофизика», АО «Росгеология», ООО «Северо-Запад», АО «Якутскгеофизика» и др. Использованы результаты исследований следующих ученых: литолого-стратиграфические корреляции Н.В. Мельникова, геохимические аналитические данные П.Н.Соболева, стратиграфические построения С.С.Сухова, В.С. Переладова, В.И. Краснова, Л.Г.Перегоедова, И.В.Будникова, тектоническое картирование Е.С.Кутейникова и моделирование А.В. Мигурского, учтены результаты исследований В.А.Верниковского, Т.К.Баженовой, Ю.А.Филипцова, И.Д. Тимошиной, Л.В. Смирнова, Ю.Ф.Филиппова, С.Ю.Беляева, А.К.Башарина, А.Э. Конторовича, А.С. Ефимова, А.В.Салаева, Ю.К.Советова, М.М.Буслова, А.К.Худолея, В.В.Гайдука, В.К. Александрова, В.Г. Беличенко, А.Н. Булгатова, В.В. Булдыгерова, Д.П. Гладкочуба, В.И. Сизых, А.М.Мазукабзова, Г.Л. Митрофанова, Л.М. Парфенова, А.В. Прокопьева, К.О. Соборнова, А.М. Никишина, А.В.Хоменко, А.О.Гордеевой, В.Э.Павлова, Р.В.Веселовского, Д.В. Метелкина и многих других.

Научная новизна

1. На основе анализа геолого-геофизических материалов впервые показано, что рифейские прогибы, выделяемые на протяжении десятилетий в основании осадочного чехла Сибирской платформы в качестве погребенных рифтов и авлакогенов, в отдельных случаях, имеют не авлакогенный, а погребенный субкраевой (синколлизионный) характер, являясь погребенными предгорными прогибами позднерифейской складчатой зоны северо-восточного простирания. Такая модель геодинамического развития, разделяя рифейские

толщи на доскладчатые, переработанные тектогенезом, и постскладчатые верхнерифейские рифтогенные и шельфовые, не претерпевшие метаморфических изменений, по-новому объясняет проблему катагенетического несогласия, которое, вероятно, должно не всегда проводиться по подошве венда, но местами внутри верхнерифейской эратемы.

2. Построена принципиально новая геодинамическая модель глубинного строения Байкало-Патомской каледонской складчатой области и авторская схема Приенисейской герцинской транспрессионной периферии Сибирской платформы. Для Приенисейской, Предпатомской, Предверхоянской дислоцированных перикратонных окраин показано широкое развитие поддвиговых структур, оказавших значительное влияние на перспективы нефтегазоносности различных интервалов осадочного чехла.
3. Воссоздание геодинамической истории, реконструкция процессов седиментогенеза и использование результатов бассейнового моделирования позволили выделить новые и уточнить структуру известных нефтегазовых систем на территории Сибирской платформы. Залежи УВ месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени сформированы в результате реализации генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ Предпатомской НГС. Залежи нефти и газа западной части платформы сформированы в области аккумуляции Приенисейской НГС в результате миграции УВ из очага генерации, располагавшегося к западу от Байкитской антеклизы.
4. Исследования структурных и литологических особенностей ловушек, контролирующих месторождения нефти и газа на территории Сибирской платформы, дали возможность впервые обосновать в её пределах 23 зоны нефтегазонакопления с промышленной, одну зону нефтегазонакопления с непромышленной нефтегазоносностью, но с весьма высокими перспективами и 6 возможных зон нефтегазонакопления без разведанных залежей углеводородов.
5. На основе анализа и систематизации особенностей ловушек УВ подтверждено, что стратиграфически экранированные объекты, контролирующие залежи УВ в рифейских резервуарах объединяются в Юрубчено-Куюмбинскую зону нефтегазонакопления. Установлены границы Оморинско-Камовской, Непской, Ангаро-Ленской, Базальной и других зон нефтегазонакопления, объединяющих литологически экранированные ловушки в терригенном вендском нефтегазоносном комплексе. Выполнено новое группирование ловушек карбонатных резервуаров в пределах Преображенской, Чонско-Ереминской, Осинской, Ичёдинской ЗНГН. Впервые предложена плитотектоническая модель формирования единой системы структурных ловушек, контролирующих залежи Моктаконской и Нижнеангарской ЗНГН. В новой модели ловушки-антиклинали являются производными дислокаций пермо-триасового масштабного тектогенеза (тектоногенеза)

транспрессионного характера на западной периферии Сибирской платформы и образуют дизъюнктивно-пликативную систему, ответвляющуюся от глобальной Приенисейской зоны сдвиго-сжатия. Пермо-триасовые сдвиговые движения существенно нарушили единую до этого времени Приенисейскую латеральную нефтегазовую систему.

Теоретическая и практическая значимость работы

Геодинамические модели центральных частей и складчатых периферий Сибирской платформы построены на основе современных плитотектонических представлений о строении дислоцированных зон осадочного чехла платформ, с использованием результатов физического моделирования коллизионных процессов *(Malavieille, 2012)* и на новом фактическом геолого-геофизическом материале, собранном автором.

Выводы, полученные в результате выполненных исследований, легли в основу проведения в 2010–2024 годах сейсморазведочных и комплексных геофизических работ более чем по 15 объектам государственного заказа позволили обосновать бурение параметрических скважин Чамбэнская 1, Иончиминская 1, Восточно-Хандыгская 1, Кютингдинская 1, Сетасская 1. Учет сделанных в работе рекомендаций помогает осуществлять региональные геолого-разведочные работы на углеводородное сырье в Восточной Сибири на системной, научной основе, дает возможность сократить бюджетные траты за счет выбора наименее рисковых направлений.

Представляемые в работе геодинамические модели, схемы нефтегазовых систем, карты зон нефтегазонакопления, другие результаты могут служить основой новых региональных построений, с помощью которых будет существенно скорректировано планирование геолого-разведочных работ не только на углеводородное сырье, но и на другие виды полезных ископаемых.

Методология и методы исследования

Методология диссертационной работы построена на основе принципов, изложенных в работах А.М. и Д.А. Новиковых, в том числе посвященных докторской диссертации [155, 156]. В качестве общих теоретических методов исследований, согласно определениям, данным в указанных работах, в первую очередь, использовались анализ и синтез, индукция и дедукция, аналогия, моделирование. Констатация и системное фиксирование отдельных проблем, с которыми пришлось столкнуться автору за годы научно-практической деятельности, позволили сформировать круг вопросов, положенный в основу представленной работы. На его основе был выполнен анализ, индуктивно сформулированы общие и различающиеся черты проблемных моментов. Как итог, проблемы были иерархически сопоставлены, взаимоувязаны и объединены в рамках единого геолого-разведочного процесса, направленного на поиски нефти и газа. В дальнейшем анализировался процесс нефтегазовых ГРР в целом, выявлялись наиболее острые

моменты, мешающие решению главной проблемы - воспроизводству МСБ УВ. В качестве одной из главных причин было установлено отсутствие строго определенных, документально закрепленных единых теоретических основ при проведении ГРР и, как следствие, наличие различных, свободно используемых определений и терминов. Дальнейший анализ особенностей геологических теорий и научных дисциплин, используемых при проведении отечественных ГРР, был выполнен на основе выводов В.Т.Фролова [253], показавшего сильные стороны различных геологических научных дисциплин. Было установлено, что, наряду с другими факторами, значительно усиливает геологическую теорию близость к «сильным» или точным наукам, таким как математика, физика, химия, использование их законов. В этой связи, применение данных органической химии, физики, геодезии (спутниковых наблюдений за движениями земной поверхности), последних результатов исследований морского дна и некоторых других дисциплин не оставляет сомнения в актуальности практически повсеместно используемых сегодня в мире методов осадочно-миграционного анализа и плитотектонических геодинамических реконструкций.

Именно эти теоретические воззрения легли в основу диссертации. На их основе с помощью аналогий между отдельными элементами геологических структур Сибирской платформы, её кристаллического основания, складчатого обрамления и детально исследованных регионов Земного шара были проведены параллели, установлены общие и различающие их признаки. Затем, на основе имеющихся геолого-геофизических данных, по аналогии с геологическими моделями известных региональных структур с помощью метода палеореконструкций было проведено геодинамическое моделирование различной степени детальности для регионов Сибирской платформы. Подобная работа была выполнена и для нефтегазовых систем.

Другим важным методом исследований стал сбор статистических данных по ловушкам, контролирующим скопления УВ на территории Сибирской платформы, анализ их структурных особенностей, выявление основных общих черт строения территориально сближенных объектов, установление главных геологических процессов, сформировавших отдельные системы ловушек и залежи в них и экстраполяционный прогноз их дальнейшего распространения.

Защищаемые положения

1. Построены геодинамические модели, являющиеся основой для реконструкции истории развития нефтегазовых систем Сибирской платформы. Байкало-Патомская складчатая область имеет надвигово-поддвиговое строение. В Прибайкалье её надвиговые пластины уничтожены кайнозойской денудацией. Приенисейская региональная сдвиговая зона, осложняющая западную периферию Сибирской платформы, образовалась в пермо-триасе в результате масштабного

сдвиго-сжатия после реализации главных генерационно-аккумуляционных событий Приенисейской нефтегазовой системы.

2. Главными геодинамическими событиями, оказавшими непосредственное влияние на геологическое строение и перспективы нефтегазоносности осадочного чехла Сибирской платформы, являются: позднерифейская коллизия, позднерифейский рифтогенез, каледонский орогенез, среднедевон-раннекарбоновый рифтогенез, пермо-триасовый трансформный тектогенез, мезозойский орогенез и кайнозойское предрифтовое воздымание.

3. На территории Сибирской платформы в пределах Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций выделено три нефтегазовые системы с промышленной нефтегазоносностью: Предпатомская, Приенисейская и Предверхоянская НГС. Их общим признаком является латеральный характер миграции углеводородов. Главное отличие заключается в высокой изолированности нижнекембрийскими солями резервуаров, аккумулировавших УВ в Предпатомской и Приенисейской НГС, и раскрытый характер Предверхоянской системы.

4. На территории Сибирской платформы в пределах Предпатомской, Приенисейской и Предверхоянской НГС выделено 23 зоны нефтегазонакопления с доказанной промышленной нефтегазоносностью, характеризующиеся упорядоченным распределением и локализацией структурных, стратиграфически экранированных и литологически экранированных ловушек углеводородов, и контролируемые тектоническими, седиментационными и эпигенетическими региональными процессами.

Личный вклад

Автор осуществлял организацию полевых исследований, выполнял описание обнажений, в том числе мест отбора образцов для петрофизического моделирования глубинного строения восточного обрамления Сибирской платформы в летних полевых сезонах 2001-2003 годов, использованных при интерпретации данных сейсмического профиля 2ДВ. Соискателем описаны обнажения, элювиально-делювиальные развалы и отобраны образцы для геохимических исследований в районах р. Маймеча в 2008 году и р. Мая в полевом сезоне 2009 года, на основании которых впоследствии геохимическими коллективами СНИИГГиМС, ВНИГНИ и ВНИГРИ были сделаны выводы о генетических связях докембрийских материнских толщ с нефтями промышленных месторождений.

В ходе полевых работ соискателем собраны и проанализированы данные по литологии и геохимии. В 2023 году - усть-ильинской свиты нижнего рифея, в 2024 году - кумухалахской свиты и верхнесеньской подсвиты венда. В качестве ответственного исполнителя автор принимал участие в работах по бассейновому моделированию процессов нафтидогенеза на

территории Сибирской платформы (2010), по обоснованию региональных исследований в зоне действия трубопровода ВСТО (2013), в перикратонных областях востока и юго-востока (2016).

Соискатель обосновал направления и порядок сейсмических исследований по региональной сети профилей в Предверхоянском прогибе, разработал основные пункты геологического задания, в том числе наметил линию региональных речных профилей по реке Лена от пос. Чекуровка до пос. Сангары и далее до устья р. Большая Чуя. Диссертант принимал активное участие в постановке речных сейсмических работ по продолжению профиля 1-СБ, пересекшего Байкало-Патомскую складчатую область. Выполнил собственную интерпретацию вышеуказанных материалов. Авторские реконструкции глубинного строения по данным сейсмических профилей МОГТ, ТСЗ и МТЗ, по материалам опубликованных и собственных полевых геологических исследований легли в основу диссертации.

Степень достоверности и апробация результатов

Использованные для написания диссертации фактические данные были собраны и в значительной своей части интерпретированы и переинтерпретированы автором лично в рамках федеральных региональных геолого-разведочных работ, направленных на вовлечение в процесс недрпопользования новых слабоизученных регионов Сибирской платформы. Эти новые первичные данные и материалы авторской интерпретации апробированы и приняты Федеральным агентством по недропользованию, что подтверждено соответствующими актами и протоколами. Указанные результаты послужили основой для постановки новых геолого-разведочных объектов на территории Предверхоянского прогиба, для обоснования перспектив лицензионных участков на территории Предпатомского прогиба, для подготовки проектов бурения скважин Чамбэнская-1 и Восточно-Хандыгская-1.

Отдельные результаты авторских исследований, представленные в диссертации, в значительной степени легли в основу научно-производственных отчётов в рамках коммерческих исследований выполненных соискателем в качестве ответственного исполнителя для таких компаний-недропользователей как «Газпром», «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», «Лукойл», «НК Дулисьма» и других, выполненных в период с 2013 по 2024 годы. Отчёты приняты заказчиками и переданы на хранение в Росгеолфонд.

Основные положения работы докладывались на Всероссийских конференциях «Геолого-разведка-2014» (ВНИГНИ, 2014), «Новые идеи» (МГУ, 2019, 2021, 2023), «Проблемы региональной геологии Северной Евразии. XII научные чтения» (РГГРУ, 2020), «Тектоника и геодинамика земной коры и мантии. Фундаментальные проблемы» (ГИН РАН, 2022), Байкал-Гео (2022).

По теме диссертации опубликовано 23 работы, 12 из которых в соавторстве. В том числе, в научных изданиях, рекомендованных ВАК, - 15 научных работ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения, общим объемом 423 страницы машинописного текста, содержит 167 рисунков, 7 таблиц и список использованной в работе литературы из 373-х наименований.

Благодарности

Представленная диссертация является результатом более чем 20-летних трудов, направленных сначала на исследование особенностей глубинного строения земной коры и осадочного чехла Сибирской платформы, её складчатого обрамления, а затем и на изучение закономерностей распределения углеводородных ресурсов в Восточно-Сибирском регионе. При этом счастливым обстоятельством было то, что автору диссертации выпала честь работать в коллективе СНИИГГиМС при руководящей и направляющей роли ведущих сибирских геологов. Благодаря своим первым научным руководителям В.С. Старосельцеву и А.И. Ларичеву диссертант принимал активное участие в изучении глубинного строения складчатого обрамления востока Сибирской платформы. Важной составляющей этих исследований было изучение геохимии органического вещества и, фактически, первые и основные знания были получены от П.Н. Соболева, которого автор, считает одним из своих учителей. Огромную пользу принесли геохимические консультации с М.В. Дахновой.

Главным учителем, несомненно, является А.В. Мигурский, не только заложивший фундамент тектонического кругозора, но и показавший важность системных исследований, прививший потребность работать с отечественной и иностранной, в том числе ставшей классической, литературой. Неоценимую помощь в работе оказали консультации по вопросам литологии и стратиграфии Н.В. Мельникова, С.С. Сухова, И.В. Будникова, В.С. Переладова, М.С. Якшина, Б.Г. Краевского.

Особую признательность автор выражает Алексею Ивановичу Варламову, благодаря которому стало возможным не только не уйти из профессии и науки в сложные годы, но и продолжить активную работу в весьма комфортных условиях, способствующих проведению необходимых полевых и камеральных исследований.

Неоценимый вклад в окончательное завершение диссертационной работы внесли рекомендации и замечания, сделанные А.В. Соловьёвым.

Огромной поддержкой в этом процессе стали совместные обсуждения отдельных научных проблем и наставнические советы А.И. Варламова, В.С. Парасыны, П.Н. Мельникова, А.В. Мигурского, С.С. Сухова, П.Н. Соболева и др.

В процессе выполнения работы автор пользовался консультациями и обсуждал различные аспекты разрабатываемых проблем с В.А. Крининым, А.С. Ефимовым, А.К. Худолеем, М.Ю. Смирновым, А.А. Карташовым, Е.С. Носковой, Г.Д. Ухловой, А.А. Котовым, А.Н. Обуховым,

С.В. Воробьевым, Р.В. Вотяковым, А.Л. Петровым, Д.А. Горловым, З.З. Акимовой и многими другими коллегами.

Важную мобилизующую поддержку при опубликовании результатов исследований оказала Е.М. Шпитонкова (Якупова). Проведение полевых работ было бы весьма затруднительно без активного участия Е.В. Смирнова, А.В. Андреева, Д.А. Горлова, А.Н. Карабанова и А.В. Лепешкина. Огромную и важнейшую работу при литолого-петрографических исследованиях шлифов и масс-спектрометрических анализов по отобранным автором образцам провели Г.В. Агафонова и Е.А. Капранова. Результаты этих описаний использованы в работе.

Всем коллегам, способствовавшим выполнению работы, автор искренне признателен.

1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Для того чтобы сформулировать и определить современные проблемы нефтегазовой геологоразведки Восточной Сибири необходимо осмыслить историю изучения геологии и перспектив нефтегазоносности этого сложного и всё ещё слабо освоенного региона. В целях упорядочивания историю геологического изучения Сибири можно разделить на этапы.

Историю геологического изучения Сибири и эволюцию взглядов на геологическое строение Сибирской платформы рассматривали в своих работах такие исследователи как В.А. Обручев, А.А. Борисяк, П.Е. Оффман, Н.С. Шатский, В.Т. Мордвинский и другие. Академик Обручев в своем докладе на XVII Геологическом конгрессе в Москве в 1937 году выделял пять периодов в истории изучения Сибири [159]. Четыре из них приходились на промежуток с XVII века по 1917 год и пятый период, этап усиленного изучения за счет средств молодого советского государства, наступивший после Октябрьской революции. По прошествии более восьмидесяти лет несколько иначе представляется важность и значимость тех или иных событий, известны результаты главных дискуссий, возникли новые вопросы и, соответственно, по-другому видятся главные вехи изучения геологии Восточной Сибири.

Рассмотрение истории геологического изучения, освоения и открытия полезных ископаемых в Восточной Сибири, вероятно, следует начинать с XVI века, когда первые российские исследователи и первопроходцы только начинали знакомиться с природой новых, присоединяемых к Российскому государству, земель. **Первый этап** исследований, этап протоиисследований или бытового изучения и по большей части стихийного освоения минеральных богатств отдельными предприимчивыми людьми продолжался до первой научной экспедиции Д.Г. Мессершмидта, начала 18 века Его можно охарактеризовать, как время накопления первичных бытовых знаний о минеральных богатствах Восточной Сибири. У самых первых исследователей, разумеется, отсутствовали такие понятия как нефть, природный газ, геология и т.п. Местные жители, сибирские купцы, шаманы собирали и использовали в личных целях «мамонтовы рога», металлы, различные продукты преобразования органического вещества, такие как «горный воск», «каменное масло», «морскую смолу» и т.п. Эти вещества применялись в основном как украшения, в хозяйственной жизни и для лечения болезней.

Позже, на **втором этапе,** этапе первичного сбора общенаучных данных, ученые и путешественники в своих экспедициях попутно с другими видами исследований получали разрозненные сведения о геологии, минералогии, полезных ископаемых, в том числе и о поверхностных нефте- и газопроявлениях.

Так, по приглашению Петра I одним из первых исследователей, изучавших природу и геологию Сибири, стал доктор Даниэль Готлиб Мессершмидт в 1720-25 гг. [16]. Путешествовавший вместе с ним пленный шведский офицер Ф.И. Страленберг впоследствии создал научный труд «Историко-геогностическое описание восточной части Европы и Азии», который был напечатан на нескольких языках. Во второй половине XVIII в. в России Академией Наук для собирания естественнонаучных данных были организованы целый ряд научных экспедиций. Крупнейшим исследователем Сибири стал немецкий ученый П.С. Паллас, приглашенный Екатериной в 1767 г. для всестороннего изучения России. По материалам, собранным в Сибири, в частности по наблюдениям Алтайских и Саянских гор, он написал свои «Замечания о формировании гор…». Собранные данные, вместе с накопленным западными учеными богатым фактическим материалом в Европе в конце восемнадцатого века обусловили появление новой науки о Земле – геологии.

Но в России в начале девятнадцатого века не появление новой науки, а в первую очередь бурное развитие промышленности и необходимость открытия новых источников минерального сырья определяли возрастающую роль и геологическую направленность научных экспедиций. В этой связи необходимо упомянуть таких исследователей как И.М. Ренованц, М.Ф. Энгельгардт, А. Гумбольдт, Г.П. Гельмерсен, П.А.Чихачев, Г.Е. Щуровский, Э.К. Гофман, проводивших первые целенаправленные геологические исследования Зауралья. Особо стоит выделить огромную работу по комплексному, в том числе геологическому изучению Восточной Сибири, выполненную А.Ф. Миддендорфом в 1842-45 годах. В результате, после двух проведенных в сложнейших природных условиях экспедиций, собранные материалы были сведены Миддендорфом в работе «Путешествие на Север и Восток Сибири: Север и Восток Сибири в естественно-историческом отношении», опубликованной им в 1860 г. Экспедиции Миддендорфа положили начало героическому периоду исследования Сибири. Экспедиции этого периода, проводимые в суровых природных условиях, можно сравнить с кампаниями первопроходцев, открывавших сибирские, дальневосточные и североамериканские земли в 17-18 веках. Из исследователей того времени необходимо отметить Ф.Б. Шмидта, собравшего новые данные по строению осадочного чехла низовьев реки Енисей, и И.А. Лопатина, проводившего работы параллельно со Шмидтом, кроме того, впервые описавшим сложенное метаморфическими горными породами Витимское нагогорье.

Фактический материал, положенный в основу **третьего этапа**, начального научного изучении геологии Восточной Сибири, дали исследования второй половины XIX века А.Л. Чекановского, А.П. Кропоткина и И.Д. Черского. Исследования А.Л. Чекановского, изучившего геологию среднего течения рек Ангара, Нижняя Тунгуска, Лена и земель на севере материка, легли в основу современной стратиграфии Сибирской платформы. В дальнейшем соотношение

взглядов на приоритет и геологический характер палеозойских осадочных и докембрийских метаморфических образований стали основной научной проблемой, определявшей основную интригу и главную дискуссию геологии Сибири на протяжении первой половины XX века.

Важнейшие геологические данные для древних кристаллических пород Прибайкалья и южной кристаллической полосы Сибири были собраны Иваном Демьяновичем Черским, который существенно дополнил сведения по стратиграфии палеозойских и докембрийских толщ, наметил выступы архейских кристаллических пород и, как итог, сделал первую попытку обобщения собранных научных материалов и объяснения тектоники Сибири.

Таким образом, к концу девятнадцатого века был собран обширный научный материал по геологии Сибири, ожидавший системного обобщения, в дальнейшем позволивший сделать первые выводы о геологическом и тектоническом строении территории Восточной Сибири.

С конца девятнадцатого века, начался **четвертый этап**, этап системных исследований по геологии и перспективам нефтегазоносности Сибирской платформы, когда характер наблюдений принял строго научный характер. Нельзя сказать, что до этого времени не предпринималось попыток выполнить обобщения фактических материалов на научной основе. Часть из научных работ, посвященных теоретическим вопросам строения недр Сибири и их полезным ископаемым, упоминается выше. Однако до конца девятнадцатого века отсутствовала в достаточной степени разработанная теория общей геологии и тектоники. Предпринимались попытки установить закономерности распространения тех или иных пород и связь их с рельефом. Были попытки сопоставить особенности распространения полезных ископаемых с климатом и т.п.

К концу девятнадцатого века работами Дж. Хаттона, Ч.Лайеля, Ч.Дарвина, Э.Реневье и других ученых-натуралистов была подготовлена теоретическая основа для появления геологии в том виде, каком мы её знаем сегодня. Единственно нужно отметить, что появление сначала гипотезы дрейфа материков, а затем в середине двадцатого века теории тектоники плит коренным образом изменили этот научный вид геологии и заложили новые основы в потенциал изучения Сибирской платформы, который к сегодняшнему дню далеко не реализован.

С появлением первых представлений и работ по районированию различных глобальных и региональных структур стали проводиться исследовательские работы, непосредственно направленные на изучение региональных геологии, стратиграфии, тектоники осадочного чехла, появились теории и модели тектонического строения, возникли научные дискуссии различных школ и течений. Данные по такой обширной и достаточно хорошо обнаженной территории как Сибирь, в составе глобальных геологических знаний того времени занимали не последнее место. Поэтому неудивительно, что основоположник современной геологии Эдуард Зюсс значительную часть своей главной работы «Лики Земли» (1883-1888гг.) посвятил геологии Сибири. Сделанные им реконструкции позже были поставлены под сомнение Луи де Лоне в труде «Геология и

минеральные богатства Азии», написанном в 1911 году [295]. Представления де Лоне были приняты целой плеядой выдающихся советских учёных, таких, как А.А. Борисяк, М.М. Тетяев, А.Д. Архангельский, Н.С. Шатский и многими другими. Этим было положено начало дискуссии, которая, удивительным образом, определяет развитие сибирской геологии до настоящего времени. Более подробно эта проблема рассмотрена ниже в главе 3 Тектоника.

Таким образом, с конца 18-го начала 19-го веков геологические исследования велись по различным направлениям, преимущественно определяемым потребностями в конкретных видах минерального сырья. Главную роль в этих исследованиях играли твердые полезные ископаемые, в первую очередь золото и различные металлы

Можно констатировать, что работы, направленные на поиски нефти, были начаты значительно позже и совпали с началом четвертого этапа, системных научных исследований. Таким образом, поиски нефти происходили параллельно и взаимосвязанно с изучением общерегиональных особенностей геологического строения Сибирской платформы и представляли в рамках этого изучения отдельное направление, которое можно разделить на несколько стадий.

На первой стадии этапа системных исследований поисковые работы осуществлялись при организующей роли, научном и финансовом обеспечении Геологического комитета России. Первые исследования на нефть и газ были сосредоточены в акватории озера Байкал и на землях, прилегающих к его берегам. Проводились они Иркутским горным управлением. Их объёмы и результаты были достаточно скромными [87]. Залежей нефти открыто не было, и приблизительно на двадцать лет интерес к этому направлению геологических исследований заметно снизился.

На второй стадии началось активное, но часто бессвязное, нефтепоисковое обследование преимущественно юго-восточных, а затем северо-западных районов Сибирской платформы. Важнейшую роль в ускорении производства геолого-разведочных работ в Восточной Сибири сыграла научная работа А.Д. Архангельского «Где и как искать нефтеносные области в СССР» [6]. Практически сразу после её опубликования в 1929 году появились предложения по исследованию отдельных регионов Сибирской платформы поисковыми работами. Без какой-либо научной стадийности, чисто интуитивно, появились предложения по бурению поисковых скважин на конкретных геологических структурах. В ходе этих работ были получены первые непромышленные притоки нефти на северном склоне Алданской антеклизы. Основным выводом этих исследований стало понимание необходимости постановки последовательных, научно обоснованных работ.

Третья стадия началась в послевоенное время и отличалась появлением первых идей, учитывающих геологические критерии поисковых объектов. В то время поиски сосредоточены были в основном на структурах, выявленных по данным поверхностной геологической съёмки.

Однако недостаточное знание региональной геологии и, в первую очередь, непонимание соотношения структурных планов разноуровневых стратиграфических горизонтов, не позволили получить обнадеживающие результаты.

На четвертой стадии, к концу 50-х годов с началом планомерных региональных сейсмических исследований было установлено структурное несогласие в осадочном чехле Иркутского амфитеатра, что в комплексе с данными бурения позволило выделить перспективные подсолевые резервуары. Тем не менее, и позднее, до 70-х годов прошлого века поисковые работы сосредотачивались в основном на антиклинальных структурах, выявленных поверхностной геологической съемкой. Иногда такие подходы приводили к положительным результатам. В 1961 г. было открыто первое небольшое Атовское нефтегазовое месторождение. Масштабный приток нефти и газа был получен из осинского пласта в 1962 г на Марковской площади, из скважины, заложенной в своде валообразного поднятия. В 70-е годы двадцатого столетия системные геолого-разведочные работы, включающие сейсморазведочные исследования и глубокое бурение, получили широкое развитие. Они сопровождались появлением новых документов, регламентирующих нефтегазовые ГРР. Несмотря на то, что в условиях Восточной Сибири был применен достаточно слабо обоснованный для значительной части земель метод поиска антиклинальных ловушек, сопровождающийся низкой степенью их подтверждения, высокая плотность ресурсов и значительные объемы бурения позволили сделать многочисленные открытия, в том числе, гигантских месторождений. Другим отличием этого этапа стало преувеличение возможностей комплексирования различных геофизических, статистических и вычислительных методов, ярко выразившееся в создании нового вида поисковых объектов – «аномалий типа залежь» (АТЗ) [117].

Пятая, продолжающаяся в настоящее время **стадия** коммерческой эксплуатации сырьевой базы углеводородов, совпала с коренной ломкой прежнего народно-хозяйственного уклада и перехода геолого-разведочной отрасли на новые принципы функционирования. Негласным, но неукоснительно исполнявшимся правилом с начала 90-х годов прошлого столетия стал отказ государства от поисковых работ и использование бюджетного финансирования лишь на этапе регионального изучения. Сегодня государственное геологическое изучение недр, направленное на воссоздание и наращивание минерально-сырьевой базы нефти и газа, предусматривает региональные исследования перспектив нефтегазоносности, установление основных закономерностей на основе относительно редкой сети изученности, локализацию прогнозных ресурсов УВ и их дальнейшую передачу недропользователям в пределах лицензионных участков для коммерческого освоения, сначала преимущественно поисковой направленности.

На фоне, в целом, успешно функционирующей отечественной геологической отрасли к настоящему моменту обозначился ряд проблем, существенно мешающих процессу ГРР, затормаживающих его развитие. Положение об этапах и стадиях не актуализировалось на протяжении более 20 лет. Его принципиальные основы остаются практически неизменными с 1983 года, при том, что сама отрасль претерпела коренную перестройку. Анализ статистических показателей движения нефти и газа внутри отечественного процесса ГРР по направлению от прогнозных ресурсов до накопленной добычи показывает «непроходимость» на уровне подготовленных и выявленных структур. Подготовленные к поисковому бурению, иногда ещё в советское время ловушки, часто не опоисковываются на протяжении десятков лет, продолжая фигурировать в различных балансах. В настоящее время на государственном учете в Восточной Сибири находится около полутора миллиардов извлекаемых подготовленных (перспективных) ресурсов нефти. Значительная их часть в случае даже половинного перевода в запасы могла бы послужить для открытия средних, возможно, крупных месторождений. Вместе с этим не является секретом вопиющий дефицит поисковых объектов, обусловленный низкой оценкой недропользователями существующего фонда подготовленных структур.

Описанные проблемы общей региональной и нефтегазовой геологической направленности являются весьма важными, как с государственной организационной, так и с научной точек зрения. Их решение предполагается выполнить в процессе исследований представленной диссертации.

2. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Методология нефтегазовой геологоразведки

2.1.1. Процесс ГРР на УВ как объект исследования. Результат ГРР

Поскольку отдельные проблемы, изложенные во введении и первой главе диссертации, носят частный характер, в соответствии с принципами построения логической структуры исследования следует на основе индукции перейти от конкретного к более общему, определить центральное системообразующее звено, которое будет являться объектом исследования данного раздела работы. Логично, что для отдельных частных проблем, таких, например, как дефицит перспективных направлений региональных ГРР на нефть и газ, невысокая степень подтверждаемости различного рода прогнозов, противоречия между взглядами геологоразведчиков органической и неорганической, фиксистской и мобилистской школ, различное толкование терминов и т.п., общим и объединяющим моментом является принадлежность к процессу геологической нефтегазовой разведки в целом. Ни к геологии нефти и газа, только как науки. Ни к поисковой деятельности с проблемами выбора мест бурения скважин, а именно, к нефтегазовой геологоразведке, как к процессу ГРР, направленному на поиски нефти газа.

В таком ракурсе очерченные выше проблемы затрагивают области геологической деятельности, начиная с теоретического обоснования направлений работ, и заканчивая их организацией. Значит, этим обобщающим целым является **отечественный геолого-разведочный процесс**, геолого-разведочные работы (ГРР), направленные на поиски скоплений углеводородов, **нефтегазовая геологоразведка**. Только обобщив и сопоставив отдельные проблемы нефтегазовой геологоразведки в рамках единого процесса ГРР, а затем проанализировав его составные части, можно выявить те слабые места и ошибки, которые не позволяют решать обозначенные проблемы, выбрать методы исследований, установить наиболее валидные на сегодняшнем уровне развития геологии теоретические основы.

Определившись с предметом исследований настоящей главы, необходимо выбрать методы исследований. Не претендуя на оригинальность, воспользуемся хорошо понятными и теоретически обоснованными приемами индукции, дедукции, анализа, синтеза и диалектики, основывающейся на логическом противоречии и противопоставлении частей единого целого. На начальной стадии с помощью индукции мы, рассмотрели очерченные во введении проблемы и пришли к выводу, что общим объектом, их объединяющим, является нефтегазовая геологоразведка. Далее с помощью анализа попытаемся разобраться, чем с методологической точки зрения является и из чего состоит отечественная нефтегазовая геологоразведка, какими

свойствами обладает, какая проблема носит главный и универсальный характер, какие – частный и подчиненный. В итоге, наметим обоснованный способ решения задач, поставленных в диссертации.

Для возможности анализа ситуации в нефтегазовой геологии Восточной Сибири, формулирования проблем и поиска путей их решения необходимо выполнить исследования на строгой научной основе, поскольку именно наука является той областью "человеческой деятельности, функцией которой является выработка и теоретическая систематизация объективных знаний о действительности" [156].

В этой связи необходимо указать, что анализ научно-исследовательского или научно-практического процесса, каковым, как будет показано ниже, является геологоразведка, не может обойтись без использования соответствующей науки.

"Система принципов и способов организации и построения любой теоретической и практической деятельности, а также учение об этой системе" является отдельной наукой, **методологией** [251]. Другое, более лаконичное определение методологии – **наука об основах и принципах деятельности человека**. Деятельность человека, в свою очередь, — это целенаправленная, целеполагающая активность.

Методологические вопросы геологии как науки изучаются на протяжении многих десятков лет [256, 156, 243]. В качестве, вероятно, первого фундаментального исследования, посвященного этой проблеме, можно привести переведенный на русский язык в 1867 году труд Д. Пэджа «Философия геологии» [184]. И хотя геолого-разведочная деятельность не сводится только к геологии, результаты рассмотрения существующих в геологических науках проблем раскрывают многие вопросы организации ГРР на нефть и газ.

Термин **геологоразведка,** составленный из двух самостоятельных слов, указывает на научно-практический, научно-исследовательский характер геолого-разведочной деятельности. Действительно, **геология** – наука о Земле и **разведка** - обследование чего-нибудь со специальной целью [161]. Геологические исследования, направленные на поиски нефти и газа, необходимо относить сразу к двум этим видам человеческой деятельности, осуществляемой различными субъектами геолого-разведочного процесса в комплексе, всегда взаимосвязанно и часто параллельно. И если методологическим вопросам научной геологии и, в последнее время методу системного анализа, с давних пор уделялось много внимания [156], то методологические работы по практической, исследовательской стороне непосредственно **нефтегазовой геологоразведки**, вероятно, отсутствуют**.**

В представленной работе сделана попытка на методологической основе, с опорой на соответствующие труды по методологии и философии, начиная с самых общих вопросов, использовать лишь ясно определенную терминологию, такую, которая создаёт необходимый

фундамент для однозначного толкования логических построений и выводов, содержащихся в настоящем исследовании. Для этого в работе необходимо будет дать самые общие определения кажущимся лишь на первый взгляд совершенно понятным объектам, процессам и явлениям.

Действующее в настоящее время "Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ" [35] определяет **Геолого-разведочный процесс** как "**Совокупность** взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности **работ** по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения". Таким образом, если кратко резюмировать данное определение, геолого-разведочный процесс – это **совокупность работ**. Работа - занятие, труд, деятельность. Производственная деятельность по созданию, обработке чего-нибудь [161].

Получается, что в процессе геологоразведки осуществляется производственная деятельность. Производственная сторона геолого-разведочного процесса наглядна, поскольку даже на уровне бытового понимания геологоразведка это – экспедиции, партии, производственные объединения, шурфы, вездеходы, буровые установки и т.п. Так что же в этом случае создается при помощи всей этой сложной, задействованной при проведении ГРР целой отрасли экономики? Если ответить упрощенно, не попытавшись разобраться в сути вопроса, то получится что это скважины, сейсмические профили, геологические отчеты, месторождения нефти и газа. И это будет не совсем правильно. Поскольку большая часть из вышеперечисленного не обладает собственной значимостью, не носит окончательного законченного характера. На самом деле, зачем нам нужна параметрическая глубокая скважина или сейсмический профиль? Что и как мы будем использовать? Ствол скважины? Или просеку профиля? Месторождение нефти и газа, как ассоциация залежей УВ, как объект для промышленной эксплуатации, так же, вероятнее всего, не является продуктом геолого-разведочного процесса. Геологоразведчики ещё не научились создавать месторождения. Они не извлекают полезные ископаемые и не передают их потребителям, а лишь собирают информацию и передают её в комиссию по запасам.

Таким образом, результатом ГРР является **информация о недрах и содержащихся в них полезных ископаемых**. Вся геолого-разведочная деятельность сосредоточена на том, чтобы с помощью разномасштабной, в том числе и производственной деятельности, получить определенного рода **информацию**, обобщить, систематизировать её и в нужном виде предоставить для организации процесса добычи.

2.1.2. Проблемы ГРР, главная и частные. Объективный характер ГРР

Как можно увидеть из представленных выше рассуждений об итогах отдельных видов работ и общем результате ГРР, частные нефтегазогеологические проблемы даже самого высокого уровня не являются сами по себе значимыми с практической точки зрения. Действительно, какое

имеет значение сам по себе выбор места заложения скважины, или подбор методики сейсморазведочных исследований? Для понимания важности частных проблем, вероятно, необходимо рассмотреть вопросы, с одной стороны, сущности геолого-разведочного процесса на УВ, а с другой, его окончательный результат. Обоснованна ли геолого-разведочная деятельность? Является ли она объективно необходимой обществу? Другими словами, решает ли эта деятельность какую ни будь важную для людей, для всего общества проблему или нужна лишь для обеспечения благополучия самих геологоразведчиков?

Объективные знания в этом контексте – это такие знания, которыми обладают субъект или сообщество субъектов, и достоверность или истинность которых всегда и во всех случаях может быть логически обоснована и подтверждена практическими действиями.

На уровне обыденного сознания можно согласиться с утверждением, что в отсутствие объективной, реально существующей проблемы отсутствует и необходимость определенных действий, мыслительной или деятельной активности отдельного человека или коллектива. Применительно к теоретической деятельности философы формулируют этот тезис научным языком: "Выдвижение, обоснование **проблемы**, поиски ее решения играют ведущую роль в творческом процессе научного познания. Под научной проблемой понимается такой вопрос, ответ на который не содержится в накопленном обществом научном знании. С гносеологической точки зрения **проблема – это специфическая форма организации знания, объектом которого является не непосредственная предметная реальность, а состояние научного знания об этой реальности**" [156]. И в этой связи необходим ответ на вопрос: зачем нужна или какую проблему важную для людей решает нефтегазовая геологоразведка? Какое значение имеет получение специфической геолого-разведочной информации, которая, как было показано выше является главным результатом ГРР на УВ?

И в этой связи можно утверждать, что главная проблема нефтегазовой геологоразведки, без которой отпала бы сама необходимость в геолого-разведочных работах, заключается в отсутствии достаточной информации о ресурсах нефти и газа необходимых для удовлетворения потребностей общества в средне- и долгосрочной и перспективах. Эта проблема является производной от более общей проблемы человечества, проблемы нехватки энергетических ресурсов. С одной стороны, присутствуют растущие потребности, обусловленные ростом народонаселения, потребностями увеличения уровня жизни. С другой - основные источники энергии, такие как нефть, газ, уголь, уран имеют конечный и невозобновляемый характер. **Главная проблема** нефтегазовой геологоразведки объективно обусловлена ограниченностью, исчерпаемостью и невозобновляемостью известных месторождений нефти и газа с одной стороны, и растущими потребностями в ресурсах - с другой. Без этой проблемы отсутствовала бы необходимость поисков и разведки новых залежей нефти и газа. При этом чтобы наращивать

или просто восполнять ресурсы углеводородов сегодня в глобальном масштабе необходимо вовлекать в недропользование объекты, обладающие новыми, ранее неизвестными свойствами. Чаще всего они являются сложно построенными, глубоко залегающими, расположены в удаленных, труднодоступных районах, на территориях со сложными горно-геологическими условиями, характеризуются низкими фильтрационно-ёмкостными показателями коллекторов и т.п. В связи с этим и главная проблема нефтегазовой геологоразведки имеет сложный, комплексный, универсальный (научный, производственный, организационный) общемировой характер.

Соответственно, простыми действиями сложная комплексная проблема решена быть не может. Для этого необходимо постоянно решать более детальные вопросы, образующие целое иерархическое дерево разноуровневых научных, производственных и организационных проблем. Научный характер является в этом ключе определяющим, поскольку, с одной стороны, как было сказано выше, сама проблема – это специфическая форма организации знания, и **научная деятельность** или **наука** определяется как "сфера человеческой деятельности, функцией которой является выработка и теоретическая систематизация объективных знаний о действительности" [156]. С другой - факторы, обуславливающие главную проблему, носят изменяющийся характер. Соответственно для её решения необходимы новые, нестандартные действия, выполняемые по новому алгоритму. Простым повторением выполненных работ эта проблема решена быть не может. В этой связи необходимо обратиться к такой особенности процесса ГРР, как его продуктивно-репродуктивный характер. А для этого, в свою очередь, необходимо обосновать научно-практический (научно-исследовательский) характер ГРР и кратко остановиться на циклах и этапах научного исследования.

2.1.3. Научно-практический циклический характер ГРР

"Любая практическая деятельность, если она хоть как-то осмыслена субъектом, включает в себя теоретические компоненты. А любое научное исследование, по крайней мере, в эмпирической своей части, будет содержать практические компоненты" [156]. Это актуально и для геолого-разведочного процесса, поскольку практические поисковые и разведочные действия, как минимум, базируются на теоретических основах, как максимум, требуют творческих, научных исследований, направленных на получение новых знаний и умений.

"**Деятельность** – специфическая человеческая форма отношения к окружающему миру, содержание которой составляет его целесообразное изменение и преобразование" [251]. Основными видами человеческой деятельности являются научное исследование, практическая деятельность, художественная деятельность, учебная деятельность и игровая деятельность [156].

Практическая деятельность или **практика** – материальная, чувственно-предметная, целеполагающая деятельность человека, имеющая своим содержанием освоение и преобразование природных и социальных объектов и составляющая всеобщую основу, движущую силу развития человеческого общества и познания [251].

Как было показано выше, единственным и достаточным окончательным результатом геолого-разведочных работ является информация в форме объективных знаний о недрах и содержащихся в них полезных ископаемых. Значит, характер геолого-разведочного процесса можно признать **научно-исследовательским**. Научная составляющая этого процесса заключается в обеспечении теоретических, логически и закономерно обоснованных принципов исследований. Исследовательская сторона состоит, в том числе, в практических действиях, направленных на получение материалов для исследований, на проверку практикой теоретических обоснований и решений.

В научной среде практически синонимами являются два равнозначных понятия: «наука» и «научное исследование». Научная деятельность, деятельность каждого исследователя (в геологоразведке обычно коллектива ученых) осуществляется по конкретным завершенным циклам – исследованиям (научным проектам). Каждое исследование имеет три стадии. Сначала оно проектируется, затем осуществляется, и на последней стадии оцениваются полученные результаты (происходит рефлексия). Завершив очередной цикл, исследователи приступают к следующему научному проекту – к следующему научному исследованию [156].

В рамках процесса ГРР относительно самого процесса геологоразведки подобные циклы располагаются в иерархическом плане вертикально. Относительно субъекта-исследователя – обычно горизонтально. Вертикальное их расположение можно понять, если рассмотреть иерархическую схему проблем, представленную на рисунке 2.1. Из него видно, что решение отдельной (в т.ч. и главной) проблемы возможно только при условии решенности проблем более общего уровня. Другими словами, для получения какого-либо результата исследований геологоразведчику необходим объект исследования. Например, для разведки промышленной залежи УВ, необходима уже открытая неразведанная залежь. Если она отсутствует, необходимо переходить к решению проблемы более общего регионального уровня, позволяющему получить неразведанную залежь.



Рисунок 2.1 - Иерархия проблем, определяющих стадийность ГРР на нефть и газ

То есть нужно начинать опоискование имеющихся подготовленных структур. Если подготовленные структуры отсутствуют, следует сместиться ещё на уровень и заняться поисками структур в пределах известных областей аккумуляции или на путях миграции, как частей нефтегазовой системы. И так далее. Таким образом, каждому уровню решаемых проблем соответствует свой уровень объекта исследования. Значит, вследствие вертикальной зависимости решаемых проблем, объекты исследования тоже связаны в единую вертикальную иерархическую зависимость, обуславливающую, в свою очередь, вертикальную соподчиненность циклов. Результаты региональных работ, то есть цикла более общего исследования, являются объектами исследования для следующего цикла, локализуещего, детализирующего исследования. Каждый новый цикл отличается от предыдущего не только степенью детализации, но и свойствами исследуемых объектов, применяемыми методами исследований, следовательно, и теоретическими основами, и необходимыми субъекту-исследователю профессиональными навыками и квалификациями.

По этой причине чаще всего различные циклы выполняются разными исполнителями, и субъекты геолого-разведочного процесса передают результаты своего исследования в качестве объекта исследований другим субъектам для проведения следующего цикла. Исследователи, в свою очередь, согласно своей специализации, занимают определенный иерархический уровень в процессе ГРР и повторяют циклы исследований по горизонтали. Другими словами, исследуют объекты одного уровня и получают результаты также одного уровня. Например, буровики на стадии поиска в качестве объектов исследований опоисковывают подготовленные ловушки. Ожидаемым результатом их деятельности являются новые открытые залежи. На определенных этапах или стадиях ГРР исследователи могут совершать несколько вертикальных циклов.

Эти свойства **полисубъектности** и **передачи результатов исследований от субъекта субъекту**, на фоне отсутствия самодостаточной ценности результатов отдельных циклов имеют важнейшее значение для правильной организации процесса ГРР. Другими словами, в

большинстве случаев ценностью и значимостью обладает лишь окончательный результат ГРР – информация о промышленном месторождении. Результаты промежуточных циклов исследований несмотря на то, что, чаще всего, без них весьма проблематичен конечный результат, можно объективно оценить лишь по тому, помогли ли они получению окончательного результата или нет. То есть при неправильной организации процесса ГРР, в условиях отсутствия критериев и механизма оценки промежуточных результатов отдельных циклов или при их ущербности, может возникнуть ситуация, когда после проведения всех циклов работ конечный результат будет неудовлетворительным.

Чаще всего, осуществляя исследования по циклам, геологоразведчики имеют дело с уже известными объектами исследований, в главных чертах аналогичными ранее исследованным, и, поэтому имеют возможность повторять отлаженный механизм действий цикл за циклом. Другими словами, осуществлять репродуктивную деятельность

В некоторых случаях бывает, что полученный в рамках предыдущего цикла результат не соответствует ожиданиям или обладает новыми не известными ранее свойствами. Может случиться, что объект следующего цикла исследований по экономическим или технологическим причинам не может быть исследован известными методами. В этих ситуациях возникает необходимость получения новых знаний и умений, то есть необходимость продуктивных действий.

2.1.4. Продуктивно-репродуктивный характер ГРР

Человеческая деятельность может разделяться на деятельность репродуктивную и продуктивную. "Репродуктивная деятельность является слепком, копией деятельности другого человека, либо копией своей собственной деятельности, освоенной в предшествующем опыте" [156]. Действительно, например, при проведении буровых или сейсморазведочных работ, при интерпретации их результатов, выделении нефтенасыщенных интервалов на основе полученных каротажных кривых, или антиклинальных ловушек на структурных картах, в большинстве случаев нет необходимости в изобретении новых путей или методов, что почти всегда замедляет и усложняет работы, но не всегда приводит к положительному результату. Наоборот, существует возможность действовать по формализованным алгоритмам, нарабатывая цикл за циклом опыт, увеличивая скорость выполнения операций, повышая качество результатов. Репродуктивную деятельность можно рассматривать в качестве повторяющейся и упорядочивающей деятельности, поскольку "она заключается в установлении норм деятельности, функционирующих, в частности, в форме стандартов, законов, приказов и т.д. " [156].

Продуктивный, научный характер исследований может быть применен не только в случаях, описанных выше. Он может также определяться тем, что всякий новый цикл

предполагает новую территорию исследований и, соответственно в той или иной степени новый объект, с новыми свойствами.

В этой связи процесс ГРР является компромиссом между репродуктивной, алгоритмизируемой, проверяемой, доступной для полноценной оценки деятельностью с одной стороны и продуктивным исследованием нового неизвестного, иногда с плохо предсказуемым результатом с другой. Важной методологической задачей ГРР является обоснованное сведение к минимуму необязательных новаторских действий при насколько это возможно воспроизведении зарекомендовавшего себя положительно, проверенного практикой алгоритма.

В этой связи необходимо добавить, что, несмотря на сложный и комплексный характер объектов исследований, чаще всего геолого-разведочная деятельность, может быть, в главных действиях сведена к репродуктивной. Объясняется это геологической аналогичностью различных объектов исследований. Редко можно найти настолько новую зону нефтегазонакопления или, тем более, новую антиклинальную ловушку, что по отношению к ней нельзя полностью применить подход, отработанный на ранее изученных объектах. Само гигантское количество исследуемых объектов, особенно на стадиях высокой степени исследованности, подразумевает возможности их классификации, распределения по группам однотипных или типовых объектов (например, типовые ловушки). В этой связи появляется возможность сократить до минимума необходимость новых, лишь теоретически обоснованных действий и выполнять работы по отлаженной схеме, проверенной практикой. Логичным кажется, что такой способ предпочтительней, поскольку сокращает время, издержки и сводит к минимуму возможность отрицательного результата.

Однако, чем сложнее объект исследований (обычно с увеличением регионального масштаба работ), тем менее оправданными является отказ от выработки новых алгоритмов. В качестве условно отрицательного опыта можно привести пример практически полного переноса хорошо зарекомендовавшего себя западносибирского комплекса ГРР на территорию Восточной Сибири, впоследствии закрепленный в Положении об этапах и стадиях.

"Продуктивная деятельность направлена на получение объективно нового или субъективно нового результата. Любая научно-исследовательская деятельность, если она осуществляется более или менее грамотно, по определению всегда направлена на объективно новый результат" [156]. В геолого-разведочном процессе роль научных исследований особенно важна для территорий низкой степени исследованности, на региональном этапе работ, когда осуществляется подбор эталона, аналога путем перебора значительного числа возможных вариантов нефтегазовых систем, зон нефтегазонакопления, типов ловушек. В этих условиях не работают отлаженные механизмы и требуются исследования по открытию новых, доселе неизвестных объектов, или установлению новых закономерных связей между известными

нефтегазоносными объектами разных уровней иерархии, между их геологическими свойствами и геологическими структурами изучаемых территорий.

Другим примером, где отмечается продуктивная деятельность в геологоразведке, является оптимизация затрат и повышения качества результатов. Специалисты, осуществляющие научно-исследовательскую деятельность в нефтегазовой геологии, постоянно находятся в поиске решения проблемы уменьшения затрат и улучшения и увеличения качества и количества получаемых результатов. В последнем случае возникает противоречие между отлаженным механизмом, пусть и со значительными, но оправданными затратами и гарантированным результатом, с одной стороны, и исследовательскими работами, пусть и с возможным значительным экономическим эффектом, но и с непонятным, часто отрицательным результатом, с другой.

Одним из важнейших феноменов применения продуктивной творческой деятельности в геологоразведке является момент рефлексии, установления причин отрицательных результатов выполненных репродуктивных действий и поиска новых способов ведения работ. Другими словами, если при выполнении определенного вида или этапа работ мы получаем ожидаемый результат нам не нужно придумывать ничего нового, а только максимально правильно в рамках следующего цикла выполнять известный порядок отлаженных действий. И только получение неожиданных отрицательных результатов геолого-разведочных работ должно сопровождаться новым осмыслением и мерами по внесению изменений в процесс, основанными на научно-исследовательских принципах.

2.2 Теоретические основы и методы исследований

Научно-исследовательская деятельность в геологоразведке имеет ряд особенностей отделяющей такой вид деятельности от различных видов научной деятельности, в том числе и научной деятельности в геологии. Чтобы разобраться, что выделяет геолого-разведочную нефтегазовую деятельность необходимо рассмотреть её особенности и, в первую очередь, научно-практический характер этого процесса

2.2.1. Особенности научно-практической деятельности ГРР на УВ

Как было показано выше, одним из главных качеств деятельности в геологоразведке на УВ сырьё является её комплексный и особенно, полисубъектный, циклический характер. Таким образом, геолого-разведочный процесс, начинается региональными исследованиями, продолжается поисками, разведкой и заканчивается передачей информации о месторождении для эксплуатации. В процессе ГРР осуществляется различная весьма разносторонняя деятельность, требующая решения вопросов не всегда геологической направленности. В этих исследованиях

могут принимать участие строители, буровики, физики, специалисты по материаловедению, буровым растворам и так далее. В результате циклических действий в различных научно-производственных областях множества субъектов геолого-разведочного процесса, на разных его этапах возникают в определенной степени законченные результаты, не только важные для самих исполнителей, как способ оценить качество своей деятельности, но и передаваемые другим субъектам в качестве объекта для проведения дальнейших работ. Разумеется, от характеристик этих результатов, передаваемых от одних исполнителей другим, будут зависеть и показатели работ следующих геологоразведчиков, и итоги процесса ГРР в целом. Например, от качества подготовки поисковой структуры геофизиками к глубокому бурению будут зависеть и результаты буровиков, возможность получения ими промышленного притока углеводородов. Этот аспект коренным образом отличает процесс ГРР от видов человеческой деятельности, проводимой одним субъектом, каковым не обязательно должен являться отдельный человек, но может быть и определённый коллектив исполнителей. Иерархически комплексный и полисубъектный процесс деятельности по понятным причинам должен являться системно более сложным и высокоорганизованным, чем специальная деятельность отдельных профессиональных коллективов и, тем более, отдельных исполнителей. Комплексность и полисубъектность определяют многие трудности и недостатки современного положения дел в ГРР на УВ.

Продуктивно-репродуктивный характер ГРР также имеет важное значение. И в случаях проявления творческой деятельности, и в случаях воспроизводства известного алгоритма действий деятельность геологоразведчиков чаще всего имеет высококвалифицированный, технологичный характер, поскольку требует постоянного отслеживания результатов или мониторинга выполняемых операций. Мониторинг выполняемых операций, в свою очередь невозможен без высокой квалификации исполнителей и очень часто требует глубоких научных знаний. Можно утверждать, что **теоретические основы нефтегазовой геолого-разведочной деятельности имеют решающее значение**. Важность их невозможно переоценить. Многие современные проблемы организации процесса нефтегазовой геологоразведки вызваны недооценкой этого факта.

Базисом современных научных представлений о теоретических аспектах поисков нефти и газа в мире являются представления об эволюции биогенного органического вещества в постоянно закономерно изменяющейся Земной коре. Оценивая пропорции различных теоретических воззрений на основы ГРР, встречаемые в различных научных иностранных и отечественных публикациях, с определенной долей субъективного восприятия можно констатировать, что приблизительно 80 процентов отечественных работ опираются на органическую теорию происхождения нефти, и около 90 процентов, и даже больше, на

плитотектонические принципы. В доступных зарубежных научных публикациях, вероятно, вообще не встречены неорганические и геосинклинальные воззрения. В околонаучных, нерецензируемых журналах, интернет-изданиях и популярных источниках эта пропорция иная, со значительным сдвигом в пользу маргинальных взглядов. Как можно заметить, при общем подавляющем преобладании теории эволюции органического вещества в плитотектонически меняющейся земной коре, в отечественной научной и, что особенно важно, научно-производственной среде доля альтернативной науки заметно выше. Чем можно объяснить эти особенности российской геологии?

Важнейшей особенностью отечественной нефтегазовой геологоразведки, как и всей отечественной геологической науки, является её парадоксальная, на первый взгляд, связь с политикой и идеологией. Удивительным образом эта связь выделяет российскую геологию не только от большинства остальных наук, но и от мировой науки в целом, возможно, за исключением науки некоторых авторитарных стран и республик бывшего СССР.

Вот что писал академик В.Е. Хаин с соавторами об идеологическом противодействии отечественного геологического сообщества теории тектоники плит [254]:

“Однако в нашей стране идеи тектоники плит вначале встретили довольно сильное сопротивление, прежде всего со стороны руководящей научной элиты, состоящей из ученых старшего возраста.”

И далее:

“…как это не грустно констатировать, определенную роль играло стремление считать именно нашу науку самой передовой и поэтому настороженно воспринимать как нечто чуждое все идущее с запада. Последним обстоятельством следует в значительной мере объяснить и тот факт, что и в настоящее время ряд российских ученых не признает за тектоникой плит положительного значения…”

Это было написано около двадцати лет назад, но сегодня эта особенность отечественной нефтяной геологии все еще сохраняется [66, 253]. С одной стороны, ведущие академические ученые и производственные геологи практически полностью понимают, принимают и развивают мобилистские построения, используют плитотектонические реконструкции при моделировании процессов развития нефтегазовых систем. С другой, значительная часть геологов, либо просто игнорирует тектонические модели, либо основывается на постулатах геосинклинальной теории, усвоенных в ВУЗах десятки лет назад. Благодаря этому, в российской геологии устаревшие или, на взгляд автора, не совсем проработанные воззрения до сих пор остаются фундаментом многих геологических моделей, представленных на значительном количестве востребованных и широко используемых геологических карт. Факт их широкого использования позволяет констатировать,

что отечественная геология, в том числе и нефтегазовая геологоразведка до сих пор во многом базируется на неадекватных теоретических представлениях. Даже в ситуациях, когда, казалось бы, за основу принимаются плитотектонические принципы, это часто происходит декларативно, без глубоких исследований. Подобная картина весьма наглядна если обратиться к геологическим картам разного масштаба и, особенно, тесно связанным с ними стратиграфическим построениям.

К сожалению, ошибочные представления плотно вошли в отечественное геологическое картирование в эпоху фундаментальных работающих деятельных исследователей и организаций, а робким исправлением этих ошибок мы, если и занимаемся, то, занимаемся в проблемный период российской геологии, отечественной науки, да и системы организации народнохозяйственной деятельности в целом. Качество новых карт не лучше, а во многом и хуже, уже, банально, по другим причинам. В первую очередь, из-за снижающейся квалификации исполнителей и во вторую – по причине приоритета коммерческих интересов отдельных субъектов геолого-разведочного процесса.

2.2.2. Обоснование методов исследования

Некоторым оправданием сильной заидеологизированности отечественной геологоразведки и наметившегося отставания может служить универсальная, общемировая особенность геологии как науки, её «слабая» гносеологическая основа. "**Гносеология** – это теория научного познания, одна из составных частей философии. В целом гносеология изучает закономерности и возможности познания, исследует ступени, формы, методы и средства процесса познания, условия и критерии истинности научного знания" [156]. Геология в большинстве геологических дисциплин, не имея своих эмпирически или логически «сильных» законов, только базируется на законах «сильных» в гносеологическом плане наук, таких как математика, физика, химия. Гносеологически геология намного «слабее» даже, находящейся на той же ступени иерархии организации материи (только живой материи) биологии. В отличие от биолога, геолог в большинстве случаев способен наблюдать лишь результаты исследуемых явлений и процессов, тогда как первый избавлен от этой излишней проблемы историчности. В более «сильных» науках изучаемые явления могут быть рассмотрены либо эмпирически (физические явления, физические и химические опыты, клеточные процессы на микроуровне, биологические процессы и т.п.), либо воссозданы на сильном в гносеологическом плане логическом теоретическом аппарате, законах природы и математики. В геологии лишь немногие геологические дисциплины могут продемонстрировать подобные возможности по причине существенной длительности геологических процессов. То есть, конечно, исследователи-геологи могут провести определенные аналогии и сопоставить геологические структуры, как результат геологических процессов, с действием строгих научных законов, но над этим очень часто будут

довлеть субъективность восприятия и отсутствие очевидных наглядных связей. Другими словами, в геологии отмечается её «историчность» или «спекулятивность». Гносеологическая слабость различных дисциплин может быть продемонстрирована на примере таблицы 2.1 [253], где «сильные» стороны науки названы теоретичностью. Историчностью в данной таблице названо противоположное теоретичности свойство, определяемое сложностью объекта или процесса изучения, его нечеткими границами, недоступностью для измерения, вследствие растянутости событийности в громадных промежутках времени или расположением объектов исследований в недоступных для человека условиях.

Таблица 2.1 - Методы научного исследования [253]

№	Наука	Теоретичность		Историчность (спекулятивность)	
		балл	%	«антибалл»	%
1	Кристаллография	10-9	100-90	0-1	0-10
2	Минералогия	8	80	2	20
3	Геохимия	7	70	3	30
4	Петрология	6	60	4	40
5	Литология	5	50	5	50
6	Палеонтология	4	40	6	60
7	Геология, в том числе:	3-1	30-10	7-9	70-90
7а	Стратиграфия	3	30	7	70
7б	Формациология	2	20	8	80
7В	Тектоника	1,5	15	8,5	85
7Г	Геоистория	1-0	10-0	9-10	90—100

Автор таблицы объясняет её суть сложностью изучаемых отдельными науками объектов и процессов. С другой стороны, сложность изучаемых объектов и определяет возможности обеспечить ту или иную науку научными законами и теориями [253]. Каждая наука в таблице 2.1, таким образом, характеризуется способностью изучаемых ею объектов и процессов послужить базой для индуцирования специальных теоретических наработок. Эта же характеристика определяет возможности изучаемых наукой объектов быть исследованными на основе строгой дедуктивной системы, отвечать строгим, чаще всего количественно определяемым требованиям и, соответственно, подчиняться определенным законам.

На фоне отсутствия среди рассмотренных в таблице 2.1 наук интересующей нас нефтяной геологии, как теоретической основы нефтегазовой геологоразведки, для понимания её места можно рассмотреть положение двух её важнейших составляющих геохимии и тектоники. И если с положением и высокой оценкой обоснованности первой следует согласиться, то с характеристиками, данными тектонике, – нет. Возможно, автор не владел всей полнотой знаний о накопленных в геологии к началу нашего века данных. Современные материалы, полученные в последние десятилетия высокоточными, в том числе глубинными, сейсмофокальными, геофизическими исследованиями, результаты палеомагнитных, петрохимических изучений,

определений абсолютного возраста магматических и метаморфогенных образований, физического моделирования геологических процессов [306], спутниковые измерения скоростей и векторов перемещений участков земной коры и тому подобные исследования существенно продвинули доказательную и обосновывающую базу теории мобильных литосферных плит. Калибровочным инструментом в этом познавательном процессе всегда имел место быть геоморфологический облик нашей планеты. Можно сказать, что в этом направлении тектоника обоснованно опирается на геоморфологию и геодезию (сегодня даже спутниковую геодезию) весьма сильные в своей эмпирической сути. Соответствие результатов выстроенной на основе постоянно обновляемых данных плитотектонической теории параметрам морфоструктур поверхности суши и морского дна, доказывает весьма высокую объективность и истинность используемой модели. Это в свою очередь позволяет с достаточно высокой степенью вероятности выполнять тектонические реконструкции, по крайней мере, для фанерозойского времени истории Земли.

Другой основой нефтегазовой геологии является геохимия. И в этом отношении нужно отметить её тесную связь с «сильной» в научном плане химией, практическим продолжением которой по отношению к неживому веществу нашей планеты она является. В этой связи нельзя не указать, что именно на сильных законах химии и результатах химических опытов, на генетических связях вещества живых клеток и сложных органических соединений, входящих в состав нефтей, и базируется органическая теория происхождения нефти.

Основываясь на различных геологических дисциплинах, будучи частью геологической науки, чем является нефтегазовая геология? Вопрос определения и отношения нефтегазовой или нефтяной геологии к положению в научной иерархии практически не рассматривается в известных источниках в отличие от, собственно, геологии [36, 150]. В то же время в работах, посвященных нефтегазовой геологии не затрагиваются философские, методологические вопросы геолого-разведочного процесса [11, 150]. Лишь в работе А.И. А. Леворсена этому вопросу уделено несколько строчек [109]:

“Термин **нефтяная геология** вошел в употребление в качестве названия для той области науки, где совпадают интересы нефтепромышленников и геологов”

Вероятно, с этим определением следует согласиться, поскольку указаны две важнейшие особенности нефтяной геологии. Во-первых, она не является самостоятельной наукой, а только областью науки, или научной дисциплиной. Во-вторых, наглядным становится научно-практический характер нефтяной геологии [229]:

“Научная дисциплина – базовая форма организации профессиональной науки, объединяющая на предметно-содержательном основании области научного знания, сообщество, занятое его

производством, обработкой и трансляцией, а также механизмы развития и воспроизводства соответствующей отрасли науки как профессии”

Ещё раз можно отметить, что существенно усиливает теоретическую «силу» нефтегазовой геологии её геохимическая составляющая, основанная на жёстких научных законах химии органического вещества, без которой принципиальный спор со сторонниками неорганической теории окончательно дискредитировал бы нефтегазовую геологию, как область научной деятельности, а вместе с ней и научные основы геолого-разведочного процесса, направленного на поиски углеводородов.

В целом, можно указать на высокую степень историчности и сложный комплексный характер предмета исследований. Он представлен не просто углеводородами, а углеводородным сырьём, сформированным в виде залежей, локализованных в ловушках в сложно построенной земной коре и чаще всего не доступных прямым поискам. Всё это обуславливает, даже с учетом существенного усиления нефтегазовой геологии плитной тектоникой и органической геохимией, её весьма низкую теоретичность или, другими словами, её гносеологическую уязвимость. И в свете этого нужно указать на необходимость тщательной организации научно-исследовательского процесса, поскольку только внимательность к деталям и логическая продуманность сложной комплексной системы могут обеспечить корректную передачу чётко оформленных результатов деятельности в её рамках от одних субъектов процесса ГРР другим, для получения окончательного результата – информации о залежах промышленного месторождения углеводородов.

Таким образом, в качестве главных методов исследований настоящей работы выбраны **метод геодинамических реконструкций** [1, 276] и весьма зависимый от первого **метод анализа осадочно-миграционных процессов органического вещества в земных недрах** [29, 114, 317]. Эта критическая зависимость делает невозможным корректное моделирование нефтегазовых процессов при отсутствии обоснованных геодинамических моделей. Существующие сегодня в региональной геологии тектонические построения во многих случаях не соответствуют, на взгляд диссертанта, в большей степени проработанным представлениям геологов-нефтяников, полученным на основе несоизмеримо более масштабных, часто коммерчески обусловленных геолого-геофизических исследований дислоцированного осадочного чехла, существенно противоречат им. Этими причинами объясняется значительное внимание, уделенное проблеме геодинамических реконструкций в представляемой работе.

2.2.3. Теория нефтегазовых систем

Одним из важнейших результатов отечественных общегеологических региональных исследований, разномасштабного геологосъемочного картирования, предваряющего

нефтегазогеологические работы, является информация об особенностях геологического строения осадочных бассейнов и их составных частей, сформированных в бассейнах седиментации [145]. Непосредственно нефтегазовые ГРР первой стадии регионального этапа Прогноза нефтегазоносности начинаются с изучения перспектив чехла осадочных бассейнов и их частей [35]. Научной основой (формально незакрепленной в регламентирующих документах) для таких работ является теория осадочно-миграционного формирования скоплений нефти и газа. В настоящее время российское Временное положение об этапах и стадиях, определяющее порядок проведения работ в этой области [35], предполагает в результате выполнения первой стадии ГРР получение информации сразу о Зонах возможного нефтегазонакопления (как это видно из названия второй стадии Оценка зон нефтегазонакопления). Таким образом, при переходе от Осадочных бассейнов и их частей к Зонам возможного нефтегазонакопления пропущенными и, по факту, недоизученными оказываются такие важнейшие механизмы формирования скоплений УВ, как генерация, миграция, аккумуляция, сохранность. Одной из причин такого положения дел является несогласованная в нефтегазогеологической научной среде (не только отечественной) терминология применяемых определений, в первую очередь таких понятий как нефтяные, нефтегазовые и углеводородные системы, зоны нефтегазонакопления.

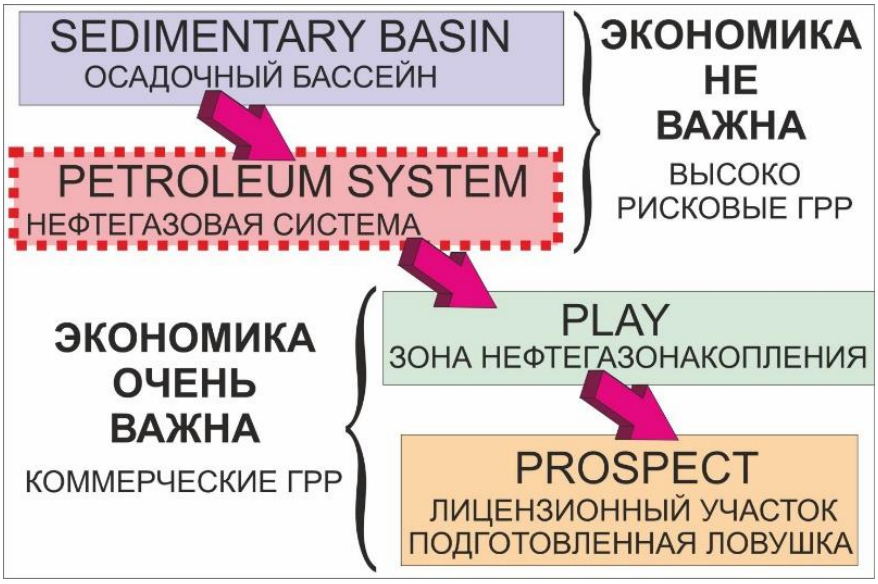


Рисунок 2.2 - Сопоставление объектов-результатов исследований ГРР на нефть и газ в США (английские термины) [316] и в РФ (фактические, не регламентированные российские термины) в сопоставимых терминах

Красным пунктиром показан объект, отсутствующий в отечественном регламенте региональных ГРР

Основные принципы современного проведения ГРР на УВ в РФ были разработаны в СССР, при этом в постсоветское время процесс недропользования и, соответственно, геологоразведки претерпел существенные изменения. Во многих аспектах он стал строиться на

основе зарубежного опыта. Например, как и за рубежом (Рисунок 2.2) произошло разделение геолого-разведочных работ на новом уровне - на региональные высокорисковые, выполняемые в РФ государством, и на экономически выгодные поисково-разведочные, осуществляемые коммерческими организациями.

Во многом и у нас, и за границей совпадают и объекты исследований, такие, например, как осадочные бассейны. С определенной долей допущений можно сопоставить одно из толкований отечественного термина Зона нефтегазонакопления, данное А.Н. Золотовым с соавторами [69] и западный Плэй [4].

Однако имеются существенные различия. В отечественной регламентированной практике региональных ГРР отсутствует стадия и соответствующий ей объект, которые можно было бы сопоставить с Petroleum system (Нефтегазовая система).

Понятие нефтегазовые системы имеет длительную и достаточно непростую историю. Первоначально американским геологом-нефтяником Уоллесом Г. Доу в 1972 году на Ежегодной конференции AAPG в Денвере в докладе на тему "Применение корреляции нефти и исходных данных о породах для разведки в бассейне Уиллистона" для иллюстрации связей нефть-нефть и нефть-материнская порода был предложен термин Oil systems [317]. Его для упорядочения всей гаммы имеющих практическое значение аспектов можно перевести на русский язык как нефтяные системы (НС). В монографии 1994 года этому термину было дано следующее определение [317]:

“Нефтяная система - природная система, представляющая собой слой нефтегазоматеринской породы и всю связанную с ним нефть, и газ, и которая включает в себя все геологические элементы и процессы, необходимые для формирования скоплений углеводородов.”

Во многих, вероятно, в большинстве отечественных работ посвященных исследованиям реконструкций осадочно-миграционных процессов понятие Нефтяная система используется именно в таком понимании. Необходимо обратить внимание на важнейший, раскрываемый ниже аспект, **главным в этом определении является жесткая увязка каждой конкретной НС с определяющей её наличие нефте(газо)материнской толщей.** Более того, предлагается при определении названия вновь выделяемой нефтяной системы использовать наименование свиты или толщи, являющейся материнской по отношению к нефтям, и название коллектора, контролирующего наибольшее количество запасов этих нефтей [317, 316]:

“Название нефтяной системы содержит несколько частей, которые дают наименование системе углеводородных флюидов:

1. **Исходная порода** в очаге активной материнской породы
2. Название породы-коллектора, содержащей наибольший объем нефти на месте

3. Символ, выражающий уровень обоснованности НС”

Отсюда можно сделать вывод об отсутствии широкой практики выделения и наименования НС без наличия нефтематеринской свиты. И это, даже в первом рассмотрении вызывает вопросы, поскольку в тех же работах [317, 316] справедливо указывается, что при получении уже небольшого количества нефти можно с уверенностью указывать на наличие НС. Особенно это важно в свете того, что нефтяную систему применительно к задачам регионального этапа важно обозначить и дальше изучать именно при низкой степени исследованности региона.

Уровень обоснованности НС, в связи с приведенным выше обозначением нефтяных систем, было предложено [317, 316] разделить на три типа по степени достоверности установления связей конкретного очага зрелой материнской породы, генерировавшего углеводороды и связываемого с ним скопления: **установленный, гипотетический и предполагаемый** [317, 316].

Установленный уровень обоснованности требует наличия твердо установленной положительной корреляции между углеводородами залежи и породой – источником нефти или породой – источником газа.

Гипотетический уровень обоснованности допускает при наличии и залежей УВ и нефтегазоматеринских отложений недоказанность положительной корреляции между нефтью и породой–источником.

Предполагаемый уровень позволяет при наличии геологических и геофизических данных на основании открытия даже небольшого количества нефти сделать предположение о характере нефтяной системы, сформировавшей эту нефть.

Подобные подходы к исследованиям процессов формирования углеводородных скоплений, во многом являющиеся калькой иностранных научных трудов, транслировал в отечественную геологическую среду Н.В. Лопатин [114]. Для обоснования направлений поисково-оценочных работ им было предложено использовать понятие углеводородных генерациионно-аккумуляционных систем (УГАС или ГАУС), фактически, не разделяемое по смыслу с понятиями: углеводородная система (УВС), нефтяная система (НС) и нефтегазовая система (НГС). Определение, данное в этой работе [114] весьма длинное и, вероятно, не совсем согласованное:

“Углеводородная генерационно-аккумуляционная система (УГАС) определяется как геосреда, которая включает нефтегазоматеринский литолого-стратиграфический комплекс и очаги активного проявления процессов генерации УВ, миграционно-дренажные пути между очагом генерации и зоной аккумуляции нефти и газа, основной природный резервуар,

содержащий около 50% всей новообразованной нефти, региональную покрышку, ловушки зоны аккумуляции, осадочные породы, перекрывающие очаг и продуктивные резервуары.”

Тем не менее, именно в виде УГАС или ГАУС этот термин получил широкое использование в отечественной нефтегазогеологической, особенно в вузовской, среде. В этой же работе Н.В. Лопатин, также как и в источниках [317, 316], указывает через синонимизацию УГАС, УВС, НГС и НС на строгое соответствие этих объектов конкретной нефтегазоматеринской свите и сформированному ею нефтяному семейству [114]:

“Таким образом, дефиниция нефтяной системы ограничена одним генетическим семейством нефтей, хотя свойства нефти могут заметно варьировать как функция биоокисления и катагенетической зрелости.”

В целом это уравнивает представления о нефтяной системе Л. Доу и УГАС Н. В. Лопатина и приближает их к пониманию углеводородных систем Т.К. Баженовой и В.К. Шиманского [9]:

“Необходимо отметить, что понимание термина «УВ-система» в геологической литературе неоднозначно. Мы понимаем под УВ-системами жидкие и газообразные УВ, рожденные органическим веществом (ОВ) осадочных формаций в генетически обусловленных количественных соотношениях, взаимодействующие между собой при различных Р и Т° на путях дальнейшего онтогенеза [Баженова и др., 2006]. Таким образом, мы понимаем этот термин примерно так, как понимали его «основоположники» - термин был введен в России более 25 лет назад - (Ф.А. Требин, позднее В.А. Чахмахчев), только мы подчеркиваем еще и его генетическую основу. (За рубежом этот термин понимается обычно не как «система углеводородов» - как у нас - а как «система для углеводородов», то есть совокупность материнских пород, резервуара, экрана).”

Со временем использование термина нефтяная система за рубежом выявило целый ряд проблем, потребовавших изменения подходов.

Во-первых, для целей прогноза новых ещё не открытых скоплений УВ были введены понятия complementary plays и complementary prospects [315], которые, вероятно, можно перевести как перспективные плэи и дополнительные пр**о**спекты.

Во-вторых, появилось важное понимание необходимости рассматривать залежи, генерированные не просто отдельным локальным очагом или блоком (pod) в пределах нефтематеринской свиты, но и близкородственными локальными блоками активной материнской породы (closely related pods of active source rock) [315].

В-третьих, очевидной стала проблема введения в практику и необходимости использования объекта, совмещающего в себе осадочный, миграционный и аккумуляционный

аспекты, для решения задач регионального этапа. Последнее обстоятельство определило возросшую роль следующих составляющих регионального прогноза: генерация, миграция, аккумуляция, история развития.

В результате понятие нефтяной системы (oil system), эволюционировало в термин нефтегазовая система (petroleum system), а затем и в термин тотальная или обобщенная нефтегазовая система (total petroleum system, ТНГС) [315]:

“система, объединяющая основные элементы (исходная порода, порода-коллектор, экран и перекрывающая порода) и процессы (генерация-миграция-накопление и образование ловушек), а также всю генетически связанную нефть, которая встречается в просачиваниях, проявлениях и скоплениях, как открытых, так и неоткрытых, источник которых – локальный очаг или близкородственные очаги активной исходной породы.”

Нужно отметить, что эволюция в направлении переноса акцента на элементы НГС, такие, как очаг, пути миграции, область аккумуляции представляется весьма правильной и необходимой. При этом продолжение жесткой привязки к одной материнской свите очень затрудняет использование нефтяной системы и являющейся её «апгрейдом» тотальной нефтегазовой системы на региональном этапе планирования ГРР. Далее раскроем это утверждение.

При осуществлении ГРР на новых территориях геологи движутся от общего к частному, детализируя нефтегазовые перспективы все более мелких объектов (см. выше). В наиболее часто встречаемой ситуации, когда нефтегазоматеринские породы и очаги генерации непосредственно примыкают к областям аккумуляции, или существенно совпадают с ними в вертикальной проекции, такими объектами могут быть и нефтяные системы Доу, выделенные на основе конкретной нефтегазоматеринской свиты. Но, даже в этом случае, они первоначально будут иметь гипотетический уровень обоснованности и им навряд ли можно будет дать наименование в соответствии с предлагаемой методикой, поскольку залежи открыты в недостаточном объеме для установления главного аккумулирующего резервуара. Ведь на самом деле, может сложиться ситуация, когда последующие работы покажут иную пропорцию распределения запасов, и что тогда? Придется менять название нефтяной системы?

Таким образом предлагаемое выделение и использование установленной нефтяной системы или тотальной нефтегазовой системы не может в полном объеме удовлетворять задачам регионального этапа, **поскольку требует**:

1. изученной нефтематеринской толщи,
2. относительно высокой степени разведанности запасов,
3. присутствия битумоидов нефтяного ряда в открытых залежах,

4. наличия доказанных корреляционных связей нефтей и битумоидов источника.

Указанные условия **в большинстве случаев отсутствуют для начальных стадий регионального этапа**.

Недостаточная изученность нефтегазоматеринских отложений во многом существенно затрудняет выделение на региональном этапе даже нефтяных систем второй степени обоснованности – гипотетических, поскольку в проблемных (древних, с высокой степенью различного рода преобразованности чехла, со сложной тектоно-магматической историей) провинциях (например, Лено-Тунгусской) имеет место значительная латеральная разобщенность масштабных областей аккумуляции и предполагаемых очагов генерации.

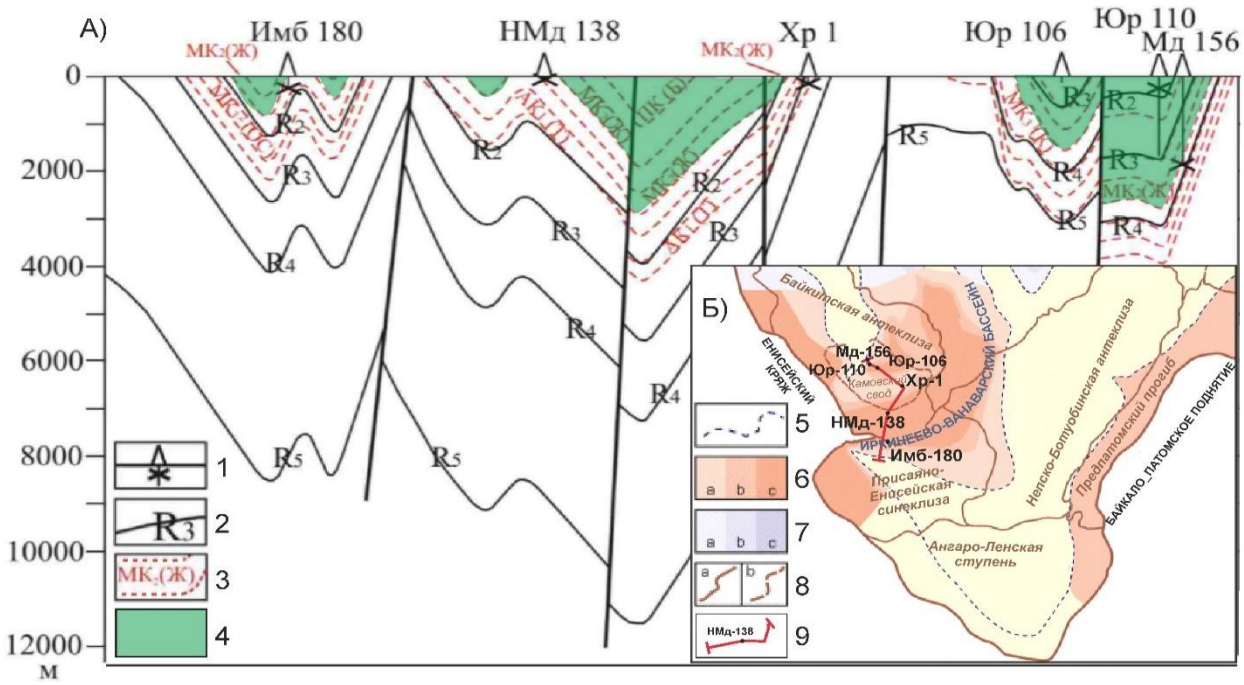


Рисунок 2.3 - Палеотектонический разрез на время предвендского размыва (А) с элементами катагенеза [по 249] через Иркинеево-Ванаварский рифейский палеобассейн (карта Б) [по 303].

Условные обозначения к Рисунку 2.3. на след. странице

(А) 1 - глубокие скважины и места отбора проб (крестик); 2 - внутририфейские отражающие границы; 3 - границы зон катагенеза унаследованных от доскладчатой фазы развития; 4 - толщи сохранившие существенный генерационный потенциал (МК2 и ниже); (Б) 5 – граница рифейского бассейна; 6 – рифейские бассейны, изученные в южной и центральной частях платформы, и предполагаемые возрасты толщ, вскрытых под поверхностью довендского несогласия: а – нижне-среднерифейские, б – средне-верхнерифейские, с – верхнерифейские; 7 – рифейские впадины в северной части платформы и предполагаемые мощности их осадочного выполнения: а – <2 км; б) 2–3 км; (с) >3 км; 8 – границы современных крупных структурных элементов Сибирской платформы: структур 1-го порядка (а) и структур 2-го порядка (б)

Отсутствие надежно установленных нефтегазоматеринских отложений заставило некоторых специалистов, не допускавших возможностей масштабной латеральной миграции, при исследованиях Непско-Ботуобинской антеклизы разрабатывать весьма экзотические геодинамические модели, предполагавшие весьма причудливое надвигание пластин фундамента на невскрытые материнские рифейские толщи [119, 215].

В другом случае, на территории Байкитской антеклизы существующие модели, предполагают миграцию из «мини-очагов» (синформ) фактически складчатого и высоко преобразованного рифея [249, 303]. Хотя сами авторы таких схем предполагают исключительно рифтогенный характер исследуемых прогибов, подобные схемы генерации УВ из метаморфизованных и интенсивно дислоцированных образований (Рисунок 2.3) очевидным образом не соответствуют структурным формам погребенных авлакогенов или рифтов, не подвергшихся коллизионным процессам.

Самый низкий уровень обоснованности, в случае предполагаемой нефтяной системы наиболее нагляден в своей несогласованности. С одной стороны, предполагаемый уровень в качестве определяющего признака указывает на неустановленность нефтегазоматеринских отложений. [317, 316, 114]. С другой – выделение нефтяной системы определяется наличием нефтегазоматеринской свиты [317, 316, 114]. При этом именно с предполагаемого уровня обоснованности в наиболее сложных случаях должно начинаться изучение осадочно-миграционных процессов при проведении ГРР.

Из приведенных выше рассуждений можно сделать вывод, что использование нефтяной системы или тотальной НГС в полном объеме имеет смысл при достаточно высокой степени изученности территорий, когда уже широко осуществляется разведочный этап ГРР, и во многих случаях **невозможно** в качестве объекта исследований второй стадии регионального этапа.

На подобное необоснованное применение результатов и терминов высокой степени изученности («сваливание» к использованию детальных фактов) при регламентации и организации ГРР обратил внимание В.Д. Наливкин в своей работе [151], показав, что в

большинстве вариантов нефтегазогеологического районирования, созданных в целях планирования отечественных поисково-разведочных исследований, используется группирование уже открытых залежей в месторождения, месторождений в нефтегазоносные районы и т.д. Им справедливо было отмечено, что для планирования геолого-разведочного процесса необходимо районирование по степени детализации, от общего к частному, а не наоборот. Другими словами, при исследованиях слабоизученных территорий, контрпродуктивно пытаться оперировать объектами высокой степени изученности (Рисунок 2.4). Только, детализировав необходимые аспекты, открыв залежи, изучив их геохимию, исследовав материнские толщи в результате бурения, обычно сопутствующего масштабным коммерчески выгодным поисковым работам, можно получить как результат нефтяные системы, и использовать их для дальнейшего, как правило, поисково-разведочного прогноза. Такая возможность возникнет уже только после положительного завершения регионального этапа.

Из этого следует вывод: даже если на начальных стадиях регионального этапа становятся известными достаточно «продвинутые» факты, такие, например, как геохимическая связь «нефть-битумоид материнской породы», эти данные не должны закрепляться при алгоритмизации репродуктивного процесса ГРР (см. раздел 2.1.4.) и используемых в них терминах, поскольку эти термины, объекты и результаты исследований не являются общими для различных вариантов проведения ГРР.

Поэтому, как пример и как вывод, можно указать, что при существующей изученности для Лено-Тунгусской НГП и подобных ей сложных древних провинций применение термина **нефтяная система** как в трактовке Доу, так и его аналогов и производных, нецелесообразно.

Для системной организации полициклических нефтегазовых исследований, регламентации репродуктивного процесса региональных ГРР необходимы термины и объекты, обладающие общими для всех ситуаций определенной стадии регионального этапа чертами и свойствами.

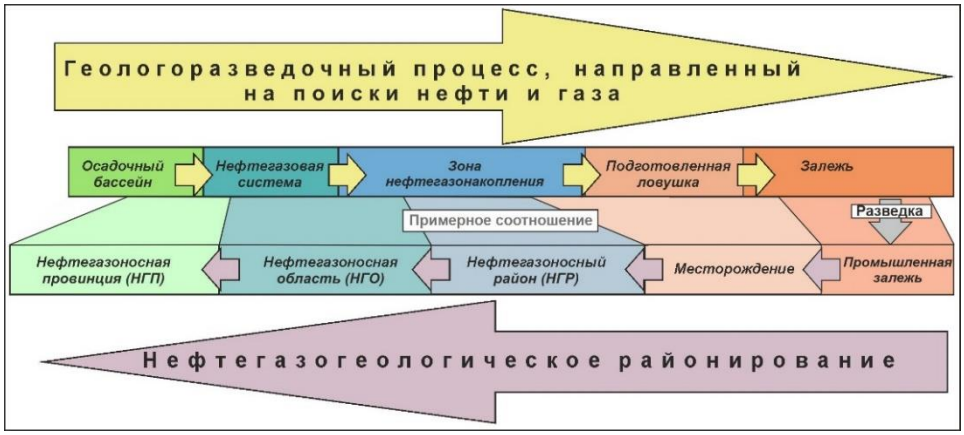


Рисунок 2.4 - Соотношение предлагаемых объектов и результатов ГРР на нефть и газ и отечественного нефтегазогеологического районирования

Актуальной для целей планирования **региональных** исследований в отечественной нефтегазовой геологоразведке должна стать иная трактовка объектов исследований, выделяемых после изучения отдельных осадочных бассейнов, бассейнов седиментации и до рассмотрения возможных зон нефтегазонакопления.

Другими словами, для целей региональных ГРР, как справедливо отмечено Е.И. Грохотовым и В.С.Соболевым [54] необходимо, чтобы были установлены, в первую очередь, составные части осадочно-миграционного процесса в исторической перспективе:

“общепринятого термина углеводородные системы пока не существует… УВС должны объединять…элементы, рассматриваемые в соответствующей геолого-исторической взаимосвязи.”

В отечественной практике подобный подход обосновывал И.О. Брод. Он предлагал [18] выполнять историко-генетические исследования процессов нефтегазообразования в рамках изучения седиментационных прогибов – замкнутых областей накопления осадков в водном бассейне. С высокой долей аналогий можно сопоставить седиментационные прогибы И.О. Брода [18], палеобассейны А.Н. Дмитриевского [62], седиментационные бассейны П.П.Тимофеева [239], предлагаемые автором бассейны седиментации [145]. Соответственно, после изучения осадочных бассейнов, а затем бассейнов седиментации появляется необходимость в получении всё более детальных предметов исследований, способных дать информацию о процессах генерации, миграции, аккумуляции и сохранности. Другими словами, так как формулировал эту необходимость И.О. Брод [18]:

“При изучении условий образования залежей нефти и газа в мощных толщах пород необходимо прежде всего рассмотреть соотношение ныне существующей зоны нефтегазонакопления с ранее существовавшими седиментационными прогибами”.

Такое исследование соотношения ныне существующей зоны нефтегазонакопления (области аккумуляции) с ранее существовавшими седиментационными прогибами (очагами генерации), подразумевает как раз анализ процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности, то есть представляет собой алгоритм без которого, по нашему опыту, не обходится сегодня ни одна из современных научных работ (преимущественно иностранных), посвященных оценке нефтегазопоисковых перспектив достаточно крупных региональных объектов. Таким образом, принципиальные основы объекта исследований аналогичного нефтегазовым системам были изложены в трудах И.О. Брода ещё в середине прошлого века, но, к сожалению, не получили у нас в стране дальнейшего развития.

В этой связи необходимо отметить, что уровень исследованности генетических связей должен соответствовать уровню решаемых на определенном этапе и стадии геолого-разведочных

задач. Вероятно, нет необходимости и, даже, излишне пытаться на начальных стадиях регионального этапа обнаружить и детально исследовать нефтегазоматеринскую толщу, поскольку, чаще всего, это связано с существенными затратами, обусловленными глубоким и часто удаленным от области аккумуляции залеганием очага нефтегазовой генерации. По крайней мере, до тех пор, пока не открыто достаточно крупных промышленных залежей. В случае же когда крупные промышленно значимые скопления будут открыты, сама логика исследований, движение поисковых работ по путям миграции от области аккумуляции к очагу генерации упростит и экономически оправдает задачи таких изысканий. Однако это уже будет совершенно иная степень детальности ГРР и обоснованности коммерческих рисков.

Отличающиеся от используемых сегодня определений [317, 316, 114] трактовки объекта для исследований осадочно-миграционных процессов в целях оценки перспектив нефтегазоносности новых регионов предлагались в ряде других работ. Подробный обзор объектов исследований близких по смыслу нефтяным системам Доу приведен в монографии [293]. Ни в этой работе, ни в других обзорах не делается акцента на принципиальных различиях в применимости различных толкований термина нефтегазовые системы на региональном этапе ГРР. Однако термин Petroleum system, вероятно, впервые использованный А. Перродоном в 1980 году имеет несколько иной потенциал, нежели указанные выше НС, УГАС и УВС, в большей степени отвечающий задачам регионального этапа. Petroleum systems по [327] – это:

“геологические критерии, определяющие распределение залежей и, в частности, совокупное присутствие материнских пород, резервуаров и экранов,”

и далее [327]:

“конечный результат организованной последовательности геологических событий (в пространстве и в времени).”

Таким образом, в основу термина petroleum system, который автором предлагается переводить как нефтегазовая система (в том числе с целью принципиального отделения от oil system), заложены именно геологические критерии и геологические события (в пространстве и в времени). Их в отличие от нефтяной системы и, определяющей её наличие нефтегазоматеринской толщи, всегда можно начинать исследовать на достаточно низкой степени изученности осадочного бассейна.

Логика геолого-разведочных работ на любом этапе определяется, в том числе, и соотношением затрат и ожидаемых результатов. Поскольку результаты (открытия промышленных залежей УВ), в большинстве случаев, достигаются в областях аккумуляции, а главными поисковыми методами выступают сейсморазведка и бурение, приоритетными являются исследования, направленные на получение структурных планов стратифицированных

толщ, подготовку и опоискование наиболее перспективных типовых ловушек отдельных ЗНГН бурением. Изучение нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и очагов генерации, обычно, проводится попутно и в гораздо меньших объемах. Специальные масштабные инвестиции, требующие значительных дополнительных объемов бурения, с этими целями в отечественной практике широко не используются. В настоящее время сложно определить оправданность такого подхода на региональном этапе, поскольку специальных расчетов экономической целесообразности различных вариантов до сих пор, вероятно, не проводилось.

Таким образом существующая сегодня практика ГРР позволяет на начальной стадии регионального этапа получать сведения о структурных планах, коллекторских и экранирующих свойствах, точечно - о генерационном потенциале отдельных толщ чехла, исследовать отдельные притоки углеводородов, их масштабы и состав. Все это составляет базу для формулировки следующего после осадочного бассейна объекта исследований – **Нефтегазовой системы (НГС),** представляющей собой (чаще всего в исторической перспективе) **взаимосвязанные очаг нефтегазовой генерации, пути миграции, область аккумуляции (включая условия сохранности).**

Важным возможным, но не обязательным (например, для предполагаемой НГС) элементом такой системы могут являться **флюидодинамически закономерно расположенные в НГС залежи нефти и газа.** В этом случае важнейшим критерием становится характер распределения притоков и проявлений жидких и газообразных УВ, позволяющий наметить газовую и нефтяную зоны и, таким образом, в первом приближении на основе исследований литологии, геохимии, современных и древних структурных планов, использования принципа Максимова-Гассоу получить начальные сведения об элементах нефтегазовой системы: области аккумуляции, путях миграции, очаге генерации. Именно особенности соотношения нефть-газ относительно уверенно устанавливаемые уже на начальных стадиях ГРР, а не детальные данные нефть-нефть или нефть-автохтонное ОВ, как в случае нефтяной системы Доу, делают объект **нефтегазовая система**, применимым для исследований на второй стадии регионального этапа.

Классификация нефтегазовых систем. Примеры.

Для упорядочивания информации об объекте исследований, обозначаемом термином, нефтегазовая система и, главное, для понимания применимости и способах его использования необходимо выполнить классификацию, поскольку именно так фиксируются закономерные связи между классами объектов с целью определения места объекта в системе, которое указывает на его свойства.

Для решения задач регионального прогноза перспектив нефтегазоносности оптимальной и достаточной представляется классификация, данная Ж. Демезоном [293] на основании трех критериев: **нефтегазогенерационного потенциала, характера миграции** и **условий**

сохранности, имеющих весьма важное значение для существования продуктивных нефтегазовых систем. На этой основе можно генетически классифицировать основные типы НГС, а также проанализировать и количественно оценить, когда это возможно, ключевые факторы, которые определяют возникновение, количество и условия формирования скоплений нефти и газа. Заложенные в классификации Демезона принципы позволяют выполнять качественную и полуколичественную оценку новых регионов на основе аналогового сопоставления трех критериев исследуемой и эталонной НГС. Предложенный в настоящей работе подход предполагает суммарную оценку генерационного потенциала очага НГС, по всем известным для очага материнским толщам. Это особенно важно на фоне того, что детальные математические расчеты (бассейновое моделирование) по каждой толще, чаще всего менее обоснованы, чем качественные и полуколичественные сопоставления оцениваемых и эталонных НГС [293].

По степени обоснованности как и в ситуации с классификацией нефтяных систем [316], предлагается разделять нефтегазовые системы на **предполагаемые** (когда известны лишь качественные нефтегазоматеринские отложения), **установленные** (когда имеются нефтегазопроявления промышленного масштаба) и **обоснованные** или **доказанные** (когда доказаны связи между нефтями промышленных залежей и ОВ материнских пород).

Известные закономерности структурного плана, литологии и, в первом случае, распространения НГМТ, а во втором, распространения промышленных залежей позволяют обосновать **предполагаемую** или **установленную** НГС, соответственно. Дальнейшие геохимические исследования дают возможность выделять **обоснованные** НГС. **Предполагаемая** НГС отличается отсутствием доказанной области аккумуляции, а **установленная** – отсутствием доказанного очага нефтегазовой генерации. **Обоснованная** НГС имеет в наличии все компоненты (доказанные связи источник-залежь), но при этом может объединять несколько нефтяных семейств, поскольку в одном очаге могут присутствовать разные НГМТ. Кроме того, в природе встречаются залежи с нефтями из смешанных источников и, наоборот, одни источники могут питать залежи разных областей аккумуляции [81]. Определяющим в этом случае, в отличие от нефтяных систем Доу, должна стать связь (тандем) область аккумуляции + очаг генерации, поскольку, как было показано выше, в большинстве случаев детализирующая логика отечественного процесса ГРР, закрепленная многолетней практикой, направлена, в первую очередь, на исследования ареалов нефтегазосбора.

Названия НГС, вероятно, не имеет смысл жестко привязывать к какой-либо прописанной процедуре. Как было показано выше, подобный опыт, вероятно, по причине динамичности процесса исследований (изменчивости, коррекции представлений с увеличением детальности) демонстрирует ошибочную, иногда заводящую в тупик, логику. При этом очевидно, что

предполагаемая НГС по своему названию должна указывать на достаточно богатую НГМТ, на основе которой она выделяется. Примером может служить куонамско-иниканская черносланцевая формация, (представленная иниканской, куонамской, шумнинской, пайдугинской нижне-среднекембрийскими свитами и их аналогами) с весьма высокими генерационными свойствами, но не имеющая до настоящего времени установленных генетических связей с нефтями промышленных скоплений УВ [81]. **Предполагаемые** НГС, связанные с погружением указанных отложений в возможных очагах генерации, должны именоваться названиями, связанными с этими свитами.

К **установленным** нефтегазовым системам относятся известные НГС Лено-Тунгусской провинции Восточной Сибири [337, 338], с областями весьма масштабной аккумуляции в пределах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. Процесс наименования их по методике [114] весьма проблематичен, из-за весьма слабой обоснованности связей залежей с НГМТ, и более того, с весьма слабой обоснованностью и исследованностью самих нефтегазоматеринских свит [81]. Варианты английских наименований этих систем - Baikal-Patom Foldbelt Riphean - Craton Margin Vendian и Yenisey Foldbelt Riphean - Craton Margin Riphean total petroleum systems [337, 338]. Хорошо заметно, что эти названия не отвечают главному требованию [114], жесткой привязке к материнской свите. Этому препятствует и то, что стратиграфия и корреляция рифейского интервала внутренних районов и протерозойского интервала внутренних районов и обрамления Сибирской платформы до сих пор весьма проблематична [291].

Примером обоснованных нефтегазовых систем Восточной Сибири могла бы стать НГС Вилюйской синеклизы, где намечаются корреляции жидких углеводородов промышленных залежей Хапчагайского мегавала и Логлорского вала, с органическим веществом верхнепермских толщ [81]. Однако относительно слабая степень исследованности и недостаточно высокое содержание органического углерода в последних делает это предположение пока недостаточно проработанным.

Вероятно, хорошим примером обоснованных нефтегазовых систем является НГС соседней Западно-Сибирской провинции. Здесь в большей степени изучены и доказаны преимущественно вертикальные миграционные связи между нефтями смешанного состава и битумоидами материнских пород баженовской, васюганской, тюменской свит и, возможно, палеозойских пород [214].

В основополагающих работах, посвященных тематике нефтяных и нефтегазовых систем (см. выше) показана необходимость основных иллюстрирующих материалов. Главнейшими из них следует, вероятно, признать 3 сводные схемы. Первая - это шкала событий, отражающая очередность таких процессов, как формирование НГМТ, коллекторов, экранов, ловушек, перекрывающих толщ, проявление критического момента – отрезка времени максимального

проявления процессов генерации-миграции-аккумуляции [317, 315]. Вторая – карта-схема миграции в транзитном резервуаре на критический момент НГС. Третий элемент – разрез нефтегазовой системы на критический момент, отражающий взаимоотношений материнских отложений, транзитного резервуара, ловушек, проводящих разломов и т.п. Иллюстрирование НГС также может сопровождаться сводной литолого-стратиграфической колонкой с описанием генерировавших, аккумулировавших, экранирующих толщ, схемой погружения НГМТ, изображениями истории изменений теплового потока, картами современного распределения залежей и т.п. Количество и проработанность сопровождающих материалов являются важным показателем обоснованности определенной НГС. Отсутствие любых из главных трех иллюстраций (шкала событий, палеосхема и палеоразрез генерации-миграции-аккумуляции) может свидетельствовать о низкой степени проработки и обоснованности системы.

В этой связи показательно, что крупнейшие области аккумуляции (Непско-Ботуобинская и Байкитская), объединяющие важнейшие месторождения Лено-Тунгусской НГП даже в наиболее проработанных и последовательных исследованиях не сопровождаются необходимыми схемами [303, 337, 338], что указывает на пока ещё недостаточную обоснованность принципиальных основ этих систем. Вероятно, это объясняется, в первую очередь, отсутствием логичной взаимоувязанной геологической модели и истории развития Сибирской платформы, создание которых можно было бы ожидать от результатов смежных с нефтегазогеологическими исследований общегеологической, геоисторической направленности. Таким образом, для решения вопросов регионального прогноза нефтегазоносности, первоочередной задачей представляется анализ имеющихся актуальных для территории Сибирской платформы тектонических проблем и противоречий.

3. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

3.1. Обоснование проблем. Материалы и источники реконструкций геодинамической истории Сибирской платформы. Основные термины и понятия.

3.1.1. Проблемы геодинамики Сибирской платформы

В главе Методология исследований было показано, что обоснованный прогноз перспектив нефтегазоносности новой территории должен выполняться на строгой научной основе. На современном уровне геологических знаний статусом научной теории, вероятно, обладает лишь теория органического происхождения нефти, опирающаяся на строгие научные законы органической химии. Следствием этой научной теории является учение о развитии нефтегазовых систем [142, 317], которое в свою очередь предполагает диалектическое рассмотрение нефтегазовых систем (НГС) как рождающихся, развивающихся и исчезающих образований. Соответственно, для моделирования НГС необходимы реконструкции тектонического развития той территории, для которой надлежит прогнозировать перспективы нефтегазоносности. Восстановление геологической истории может быть выполнено лишь на основе анализа геологических особенностей образований, слагающих разрез. Получается, без создания адекватной геологической модели невозможно выполнить качественный прогноз нефтегазоносности.

Геологическая модель, в свою очередь, представляет собой структурный каркас, наполненный знаниями о вещественном составе его составляющих (слоев, толщ осадочных пород, разломных зон, магматических образований и т.п.) и представлениями об истории и механизмах его формирования. Таким образом, в основе геологической модели, на которой основывается прогноз нефтегазоносности, лежит тектоническая модель. Термины тектоника и геодинамика, хотя формально и не являются синонимичными используются взаимозаменямо и взаимодополняемо [237], как и в представляемой диссертации. В случае тектоники акцент делается на структуре и развитии земной коры, в геодинамике – на глубинных силах, природе и закономерностях движения масс вещества и энергии [237].

Простым логическим выводом из написанного выше представляется использование существующих геодинамических моделей, изложенных в многочисленных опубликованных геологических и тектонических картах и разрезах к ним, в обобщающих работах. Однако всё не так просто. Существует множество различных мнений о геодинамике Сибирской платформы. При этом даже наиболее новые модели, учитывающие самые последние геолого-геофизические данные, не дают ответы на многие вопросы, решение которых необходимо для дальнейших нефтегазовых исследований. Коротко перечислим главные из них.

1. Со времен Де Лонэ (1912 г.) известно о раннепалеозойском возрасте весьма напряженной складчатости осадочного чехла юго-восточной периферийной части Сибирской платформы. Приблизительно с середины прошлого века установлено, что интенсивно дислоцирована (до образования линейных складок, валов) только верхняя часть чехла, сложенная нижнепалеозойскими, в меньшей степени верхневендскими карбонатно-галогенными отложениями (см. Главу 1). При этом, подсолевые, в первую очередь, терригенные нижневендские толщи залегают относительно спокойно, моноклинально. Это доказывает тангенциальный, субгоризонтальный характер раннепалеозойских тектонических напряжений. Весьма наглядна парагенетическая связь между пликативно-дизъюнктивными дислокациями Байкало-Патомской складчатой области и каледонскими срывами, складками и дуплексами осадочных пород платформы. Вопреки этому в настоящее время считается, что Байкало-Патомская складчатая область имеет преимущественно позднерифейский (байкальский) возраст складчатости [138, 328]. Каледониды, в соответствии с этими взглядами, распространены спорадически и не являются доминирующими. На тектонических картах на юго-восточной периферии Сибирской платформы при широком отображении горизонтальных надвигов и шарьяжей северо-западной направленности смещений отсутствует зональность характерная для аналогичных детально изученных орогенных поясов мира [329, 343]. Новые геологические карты миллионного масштаба третьего поколения признают широкое развитие шарьяжей, однако геологические разрезы к этим картам носят слабо проработанный характер и весьма несбалансированы [140].
2. В различных опубликованных работах [207, 231], в том числе и последних диссертациях [249, 183] показан рифтогенный характер довендского интервала осадочного чехла западной части Сибирской платформы. При этом остаются нерассмотренными вопросы относительно высокой дислоцированности и метаморфизма докембрийских осадочных толщ в районе Камовского свода, масштабной предвендской денудированности рифейских образований. Эти признаки присущи скорее конвергентным складчатым зонам, нежели структурам растяжения коры. Широко известны и дискутируются проблемные моменты пограничных рифей-вендских слоев чингасанской и тасеевской серий и их аналогов. Слабо изучено резкое структурное и метаморфическое несогласие в основании первой из них и т.п.
3. До конца широко не признан позднепалеозойский возраст окончательного формирования Енисейского кряжа, хотя в пользу этого имеется огромный объем фактических данных [12, 14, 78]. В качестве примера можно привести весьма близкую стратиграфию разрезов осадочного чехла прилегающих к кряжу частей Сибирской платформы, с одной стороны, и домезозойского интервала Западно-Сибирской плиты, с другой. Повсеместно указывается на байкальский докембрийский орогенез на территории, входящей в современные границы

Енисейского кряжа, и мало где учитываются последующие тектогенезы, последний из которых, пермо-триасовый и сформировал эту структуру в близком к современному виде.

4. Важным является вопрос о генезисе и возрасте фундамента Сибирской платформы. Докембрийский возраст основания платформы не вызывает сомнений поскольку базальные вендские горизонты чехла достаточно хорошо изучены бурением и возраст их известен. Однако гетерогенный фундамент может иметь, и, вероятно, имеет в своем составе более молодые, нежели раннепротерозойские, рифейские коллизионные зоны. В пользу этого говорит и высокая степень дислоцированности выполнения отдельных погребенных рифейских прогибов. В этой связи не до конца проработанной является проблема предвендского катагенетического несогласия [115, 249].

Таким образом, на сегодняшний день использование существующих геологических моделей не способно обеспечить корректные реконструкции нефтегазовых систем Восточной Сибири. Это обстоятельство, в свою очередь, не может отрицательным образом не сказаться на качестве прогноза нефтегазоносности.

3.1.2. Материалы и источники реконструкций геодинамической истории Сибирской платформы

Создание научно обоснованной тектонической основы, являющейся каркасом, геологической модели Сибирской платформы продолжается на протяжении длительного времени и частично освещено в Главе 1. Огромный вклад в этот процесс на различных этапах внесли многие выдающиеся ученые. Необходимо упомянуть имена таких деятелей науки, как Л. Де Лоне, М.М. Тетяев, С.В. Обручев, Е.В.Павловский, П.Е. Оффман, Н.С. Шатский, Ю.А. Косыгин, В.Е. Хаин, В.С. Сурков, В.С. Старосельцев и др. При этом, современные представления о структурном строении земной коры Сибирской платформы, которые непосредственно легли в основу работы, относительно немногочисленны, разрозненны и представлены взглядами весьма небольшого круга исследователей различной степени признанности и известности.

Сведения о строении архей-нижнепротерозойского фундамента, о гранитоидных образованиях широко развитых по периферии платформы и являющихся маркерами важнейших тектонических событий почерпнуты из работ Ю.А. Кузнецова, Э. Рагена, В.С. Федоровского, А.В. Гребенникова, B. Barbarin, O.Vanderhaeghe и др.

Восточная часть платформы в пределах Республики Саха (Якутия) изучалась в ходе собственных полевых наблюдений. При этом модель строения этой части платформы основана в основном на взглядах с одной стороны якутских ученых академической системы РАН Л.М. Парфенова, А.В. Прокопьева с соавторами, В.В. Гайдука, с другой, таких исследователей как В.С. Шпикерман, А.К. Худолей.

Геологическая модель юго-восточного перикратонного обрамления, также исследована в процессе собственных полевых наблюдений в течение шести сезонов является практически полностью новой и создавалась с существенной переработкой имеющихся представлений В.К. Александрова, В.Г. Беличенко, А.Н. Булгатова, В.В. Булдыгерова, Д.П. Гладкочуба, А.М. Мазукабзова, Г.Л. Митрофанова, В.И. Сизых и др. Принципиальное отличие новой модели Предпатомского прогиба [28ф] и его части перекрытой Байкало-Патомской складчатой областью [328] заключается, во-первых, в широком привлечении многочисленных данных по складчатым областям Земного шара. Во-вторых, использованы новейшие материалы сейсмических глубинных профилей Ковыкта-Прибайкалье 2006 года, по реке Витим 2019 года и профиля 1-СБ магнитно-теллурического зондирования МТЗ 2016 года. В-третьих, по результатам собственных наблюдений и на основе многолетних исследований О.В. Япаскурта, были учтены масштабные метагенетические преобразования осадочных и других породных комплексов, сформировавшие вторичную зональность, в большинстве случаев ошибочно принимаемую до сегодняшнего времени за метаосадочную [43]. Многие выводы, сделанные самостоятельно, при создании складчато-надвиговой модели Байкало-Патомской складчатой области подтверждают некоторые наблюдения В.И. Сизых [206]. Очень помогли в работе материалы В.К. Александрова и тектоническая схема Е.С. Кутейникова к листу О-49(50) [79]. Последняя, в отличие от более новой карты к листу О-49 2010 года [43], в несколько большей степени отвечает материалам двухсоттысячной геологической съемки и собственным наблюдениям автора.

Западная часть Сибирской платформы исследовалась и изучалась автором в геологических полях, но больше - по результатам геофизических работ, фондовых и литературных данных. Тектоническая модель этой территории, включающая прилегающие земли Предъенисейского осадочного бассейна [248], строилась с учетом данных Л.В Смирнова, Ю.Ф. Филиппова, Ю.А. Филипцова, А.С. Ефимова, А.В.Салаева, М.М. Буслова, Е.С. Носковой и др. Особенно важными были выводы Л.В. Смирнова, установившего основные закономерности перспектив нефтегазоносности доюрского основания Западно-Сибирской плиты, не потерявшие актуальности и на сегодняшний день. Данные по истории геологического развития и тектонике региона Енисейского кряжа почерпнуты соискателем из пояснительных записок к листам О-46 и Р-46, работ С.Ю.Беляева, А.К.Башарина, А.Э. Конторовича, В.С.Старосельцева, В.А. Верниковского, Ю.К.Советова и др. Новым для этого региона является реконструкция коллизионной и рифтогенной истории развития западной периферии Сибирской платформы, с использованием сейсморазведочных данных, аналогий по фанерозойским транспрессионным обстановкам [321] и докембрийским рифтогенным структурам Земного шара [310], сейсмостратиграфических образов локальных рифтогенных структур различных регионов Земли [300].

Исследования механизмов образования локальных тектонических структур внутренних территорий Сибирской платформы, сформированных при существенном развитии тангенциальных сжатий стратифицированного разреза осадочного чехла, насыщенного соляными толщами, под влиянием вторичных изменений различной природы, обусловленных, в том числе, внедрением трапповых образований, практически полностью основаны на исследованиях А.В.Мигурского. Кроме того, общие принципы геодинамических реконструкций и тектонические построения для всей Сибирской платформы учитывают работы В.С. Старосельцева, Л.П. Зоненшайна, М.И. Кузьмина, Л.М. Натапова, А.В. Пейве, В.Е. Хаина, В.В. Юдина, В.А.Унксова, Е.С Кутейникова, И.И. Абрамовича, Ю.А. Филипцова, К.О.Соборнова, А.М. Никишина, А.В.Хоменко, А.О.Гордеевой и др. Приняты к сведению данные палеомагнитных исследований [32, 33, 126, 163, 173, 325] В.Э.Павлова, Р.В. Веселовского, Д.В. Метелкина и др.

Основные термины и понятия.

Важной частью главы «Тектоника...» является вопрос тектонической терминологии, основанной на выборе теоретического подхода. Рассмотрим здесь различные группы взглядов на то, что считать платформой, вообще, и Сибирской платформой, в частности, с тектонической точки зрения.

Во времена классических геосинклинальных представлений дискутировалось, как определять возраст платформ: по времени формирования фундамента или базальных отложений чехла [67]. С появлением плитной тектоники возникло понимание наличия множества трудно терминологически классифицируемых явлений [101]. Вероятно, с подобными проблемами сталкивалась отечественная геологическая школа в определенной части тех ученых, которые пытались объяснить новые факты исходя из привычных для них представлений и терминологии. В других случаях отечественные исследователи поступали проще, перенимая западную терминологию, то есть терминологию тех исследований, которые использовали и совершенствовали плитотектоническую теорию эволюции Земной коры [17, 237].

С точки зрения плитотектонической теории очевидно, что указанные выше дискутируемые точки зрения выглядят устаревшими и во-многом утратившими смысл. На устаревший характер термина «платформа» обратил внимание В.В. Юдин [276]:

“Платформа - термин разного понимания. В геосинклинальной гипотезе - крупный стабильный и жесткий блок континентальной литосферы, противопоставляемый мобильной геосинклинали. Состоит из древнего кристаллического складчатого фундамента и осадочного чехла.
Использование термина в современной геодинамике из-за разного понимания - не желательно. Предпочтительный синоним – кратон.”

Действительно, структуры, характеризующиеся стабильным тектоническим режимом, относительно мощной корой, пониженным тепловым потоком и возникшие на месте «геосинклинальных областей», правильно в современном понимании рассматривать в составе **континентальных частей литосферных тектонических плит** [254]. Однако новую плитотектоническую терминологию в представляемой работе совершенно необходимо сопоставлять с терминами старой школы. Это нужно делать для того, чтобы совместить новые данные и теоретические наработки, с огромным массивом геологических наблюдений, произведенных в старой системе классификаций и иерархий, без которых невозможна никакая работа по восстановлению геодинамической истории любого региона. На самом деле, если принять предложение считать устаревшим термин платформа и отказаться от него, это будет значить отказ и от термина **Сибирская платформа**, что, вероятно, в корне неверно по множеству совершенно понятных причин. В такой ситуации логично адаптировать старую терминологию, в тех случаях, когда это возможно, к новым знаниям.

Таким образом, подводя итог, дадим собственное определение Сибирской платформы, отвечающее современным представлениям о тектонике и требованиям решаемых нефтегазопоисковых задач.

Сибирская платформа – жесткая структура с континентальным типом коры, окончательно сформированная в позднем докембрии в результате последовательной аккреции кратонов к основному континентальному ядру, осадочный чехол которой характеризуется седиментационной взаимосвязью базальных преимущественно трансгрессивных вендских отложений.

Итак, определившись с тем, что считать Сибирской платформой, необходимо разобраться в её взаимоотношениях с обрамляющими структурами, поскольку именно в этом содержится информация о возрастах тектогенезов и их геодинамических особенностях, в различной степени оказавших влияние на платформу и, особенно, перикратонные части её осадочного чехла перспективные на нефть и газ. Следовательно, необходимо, во-первых, провести границы Сибирской платформы, а во-вторых, исследовать геодинамическую историю шовных зон, соединяющих её со структурами обрамления.

3.2. Тектоническое строение, история геологического развития Сибирской платформы

3.2.1. Обзор существующих представлений

Исследование тектонических процессов на территории Сибирской платформы, вероятно, логично начинать с краткого рассмотрения истории её геологического изучения. В этой связи можно отметить, что представления о природе и тектоническом строении рассматриваемого региона имеют длительную предисторию. Существенное место в ней занимают исследования А.Л. Чекановского, А.П. Кропоткина, И.Д. Черского, В.А.Обручева, А.Г.Ржонсницкого, М.М.Тетяева, А.Д.Архангельского, Н.С.Шатского, С.В.Обручева, С.П.Ситникова, Ф.Г.Гурари, Е.В.Павловского, Б.А.Иванова, Д.А.Туголесова, М.М.Одинцова, Н.С.Зайцева, И.И.Краснова, В.Т.Мордовского, П.Е.Оффмана, Т.Н.Спижарского, Н.М.Чумакова, Ю.А.Косыгина, А.С.Кириллова, М.А.Жаркова, С.М.Замараева, Л.П.Зоненшайна, М.М.Мандельбаума, В.Л.Масайтиса, Д.И.Мусатова, И.Н.Сулимова, А.К.Боброва, Д.К.Горнштейна, Г.С.Фрадкина, И.П.Карасева, Ю.А.Притулы, В.Д.Козырева, К.Б.Мокшанцева, Г.А.Кузнецова, А.Н.Золотова, К.А.Савинского, В.Е.Савицкого, В.В.Самсонова, А.Э.Конторовича, В.Н.Воробьева, М.П.Гришина, Н.В.Мельникова, А.В.Мигурского, К.И.Микуленко, В.С.Старосельцева, В.С.Суркова, С.Л.Арутюнова, Э.А.Базанова, Б.М.Фролова, В.Е.Бакина, Н.Н.Дашкевича, Б.Л.Рыбьякова, В.С.Ситникова, Г.Г.Шемина, Л.М. Парфенова, В.В.Гайдука, В.К. Александрова, М.М. Буслова и других исследователей.

Результаты работ А.Л. Чекановского, изучавшего геологию среднего течения рек Ангара, Нижняя Тунгуска, Лена и земель на севере материка, легли в основу современной стратиграфии Сибирской платформы. Значительный вклад в создание теории тектонического строения Сибири внес П.А. Кропоткин, совершивший в 1860-х годах совсем ещё молодым человеком несколько научных экспедиций, прежде всего для изучения геоморфологии горных систем южной Сибири. Иван Демьянович Черский существенно дополнил сведения по стратиграфии палеозойских и докембрийских толщ, наметил выступы архейских кристаллических пород и, как итог, сделал первую попытку обобщения собранных научных сведений и объяснения тектоники Сибири. Были собраны важнейшие геологические данные для древних кристаллических пород Прибайкалья и южной кристаллической полосы Сибири. Этими исследованиями И.Д. Черским с геологической точки зрения была доработана предложенная П.А. Кропоткиным протомодель геолого-геоморфологического строения Сибири и Азии и уже затем окончательно сформирована Эдуардом Зюссом в виде тектонической теории «Древнего темени Азии» [335].

Таким образом, к концу девятнадцатого века был накоплен обширный научный материал по геологии Сибири, ожидавший системного обобщения. В то же время работами Дж. Хаттона,

Ч.Лайеля, Ж.Кювье, Ч.Дарвина, Э.Реневье и других ученых-натуралистов была подготовлена теоретическая основа для появления геологии в виде близком тому, какой мы её знаем сегодня. К этому времени оказались накоплены богатые сведения.

В ряду обширных фактических данных по геологии различных уголков Земного шара материалы по такой значительной и достаточно хорошо обнаженной территории как Сибирь занимали не последнее место. Поэтому неудивительно, что основоположник современной геологии Эдуард Зюсс значительную часть своей главной работы «Лики Земли» (1883-1888гг.) [335] посвятил геологии Сибири. Он разделил особенности геологии сибирских плоскогорий на четыре части. Первой и главнейшей из них были палеозойские слои, залегающие горизонтально на огромной территории Иркутского амфитеатра, окруженного с запада, юга и юго-востока горными хребтами, и к северу от него до Ледовитого океана. По отношению к этим слоям он применил термин палеозойская платформа, что возможно является первым упоминанием платформы примерно на том самом месте, где сегодня выделятся Сибирская платформа. В своей работе Зюсс высказал слова благодарности в адрес российских геологов, подготовивших богатейший материал для его заключений. Значительная часть работы в третьем томе имеет название Das alteste Scheitel fon Asien (Древнее Темя Азии) или The Ancient Vertex (Древняя Вершина) [335]. Под этим термином Зюсс понимал обширную горную страну, сложенную, по его мнению, лишь древними кристаллическими породами. Он считал эту область, объединяющую, в том числе, горные системы Саян, Алтая, Байкальских нагорий и прилегающих гор остатком древней структуры Азиатского материка, переработанной по периферии более поздними процессами. Эта точка зрения легла в основу тектонической школы сибирских геологов, которую можно назвать школой Зюсса-Обручева.

Второй основополагающей для Восточно-Сибирского региона научной работой, основные положения которой не утратили своей актуальности до наших дней, стала книга Луи де Лонэ «Геология и минеральные богатства Азии», написанная им в 1911 году [295]. В ней он применил к территории, выделяемой в границах близких сегодняшним границам Сибирской платформы, термин примитивная платформа или первичная платформа. Этими двумя работами Зюсса и де Лонэ на долгие десятилетия были заложены основы разногласий в воззрениях на геологическую структуру Восточно-Сибирского региона, сформировавшие две школы. К первой относились ученые, с той или иной долей ревизионизма понимавшие Сибирскую платформу вслед за И.Д. Черским, В.А. Обручевым и Э. Зюссом, как структуру более молодого опускания или «чаши», заполненной осадочными породами. По её южной периферии, соответственно, по их мнению, выходили древние кристаллические толщи её не опустившегося фундамента (Рисунок 3.1). Эволюция взглядов со времен 19 века в первую очередь коснулась возраста этого фундамента. Если основатели этой школы первоначально считали весьма древними,

докембрийскими, породы горного обрамления, то, вероятно, один из последних открытых приверженцев классического толкования этой гипотезы А.А. Предтеченский, пытаясь осмыслить новые факты находок скелетной фауны, пришел к выводу о более молодом кембрийском возрасте основания платформы [178].

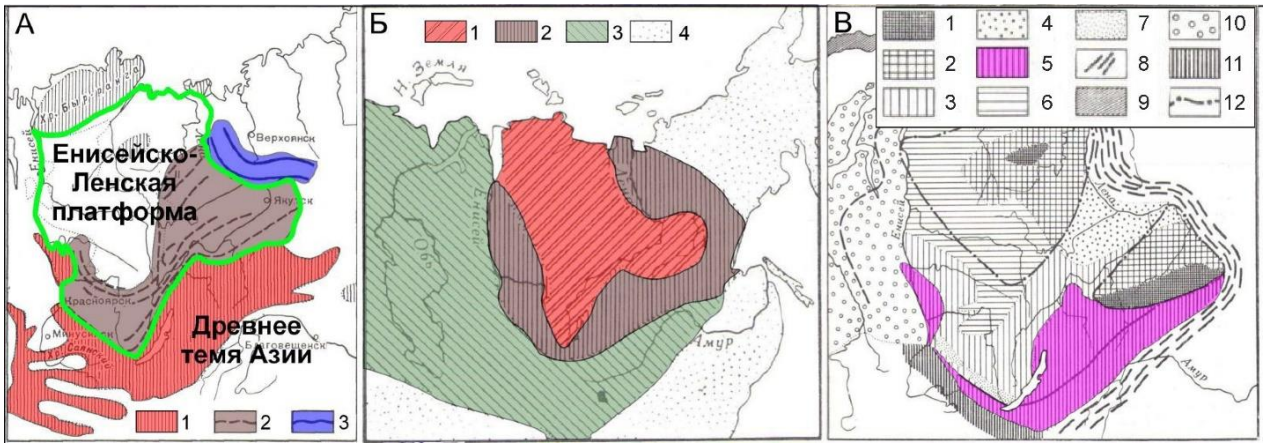


Рисунок 3.1 - Основополагающие модели тектонического строения Сибирской платформы по данным [269]

А) Обручев С.В, 1924: 1-Древнее Темя Азии; 2-каледониды, кембрий-силур; 3-мезозоиды; Б) Л. де Лонэ, 1913: 1-Сибирская глыба, 2-каледониды; 3-герциниды; 4-альпиды; В) Шатский Н.С., 1933: 1-гнейсовые массивы Северо-Сибирской и Алданской глыб; 2-древнепалеозойские поля этих глыб; 3-Лено-Енисейское кембро-силурийское поле; 4-Ленско-Вилюйская и Хатангская впадины; 5-Байкальская складчатая зона: 6-Тунгусская впадина; 7-Иркутский и Канско-Енисейский мезозойские бассейны; 8-альпийская окраинная складчатость; 9-варисцийская складчатая зона; 10-Западно-Сибирская низменность: 11-каледонская зона Восточных Саян; 12 примерные границы Северо-Сибирской и Алданской глыб

Представители второй школы, такие, как А.А. Борисяк, М.М. Тетяев, А.Д. Архангельский, Н.С. Шатский и многие другие вслед за Луи де Лоне считали, что наиболее древней является центральная часть Сибирской платформы (Рисунок 3.1). Именно А.А. Борисяк в 1923 году в своей научной работе «Геологический очерк Сибири», обобщившей до того разрозненные сведения по стратиграфии Сибири, вероятно, впервые использовал термин «сибирская платформа» (с маленькой буквы). Вокруг Сибирской платформы, по мнению представителей этой школы, с той или иной степенью последовательности нарастали более молодые складчатые пояса. Механизм этого нарастания представлялся преимущественно с вертикалистских геосинклинальных позиций.

Николай Сергеевич Шатский, уже имея в распоряжении факты о находках раннепалеозойской фауны в осадочных дислоцированных отложениях складчатых периферийных областей юга, ранее считавшихся входившими в состав Древнего Темени Азии,

сформулировал тезис о решающем значении исследований Байкало-Патомской складчатой области (Рисунок 3.2) для понимания тектоники Сибирской платформы. Им совершенно справедливо было отмечено [269]:

“…огромная область, ограничивающая платформу с юго-востока и юга, одними учеными считается аналогом древних докембрийских щитов типа Балтийского; другими доказывается, что она представляет более молодое образование - складчатую зону каледонского возраста. Для понимания тектоники платформы этот вопрос является по существу одним из основных…”



Рисунок 3.2 - Схема современного тектонического районирования Сибирской платформы в соответствии с Тектонической картой ВСЕГЕИ, 2014 [328]

Структуры с консолидированной корой, сформированной: 1 - в начале рифея; 2 – в конце рифея; 3 – в середине девона (каледониды); 4 - в конце карбона-перми (варисциды); 5 – в середине-конце триаса (индосиниды); 6 – в начале мела (яншаниды); 7 – в конце мела (верхояниды); 8 – меловые (гималаиды); 9 – мезо-кайнозойские; 10 – тектоническая перестройка (цвет полос выбран согласно возрасту перестройки); наложенные вулкано-плутонические пояса и вулканические ареалы: 11 – PR (1-Акитканский); 12 – P-T (2-Селенгинский); 13 – T-J (5-Трансбайкальский); 14 – K1-2 (9-Удский); 15 – кайнозойские внутриплитные вулканические ареалы.

При этом Н.С. Шатский пересмотрел возраст складчатости этого региона в сторону его удревнения относительно взглядов де Лоне, выдвинув предположение о байкальском орогенезе. Хотя в то время уже было известно о многочисленных находках археоциат в Байкало-Патомском нагорье, академик Шатский на основании факта наличия под кембрийскими «ленскими» известняками грубообломочных образований ушаковской свиты, которые он справедливо считал

синорогенными, сделал предположение о докембрий-раннекембрийском тектогенезе в условиях островного моря [269]. В трудах его последователей байкальская складчатость юга Сибири утратила свою раннекембрийскую составляющую и приобрела сугубо позднедокембрийский возраст [19, 85]. Некоторые исследователи продолжали доказывать каледонский возраст отдельных фрагментов Байкало-Патомской складчатой области, преимущественно на основе множащихся в результате съемочных работ находках раннепалеозойской фауны [13]. Однако все созданные до 80-х годов прошлого века модели подразумевали фиксистский геосинклинальный характер развития складчатых областей, предполагавший к тому же возможности так называемых «тектоно-магматических активизаций».

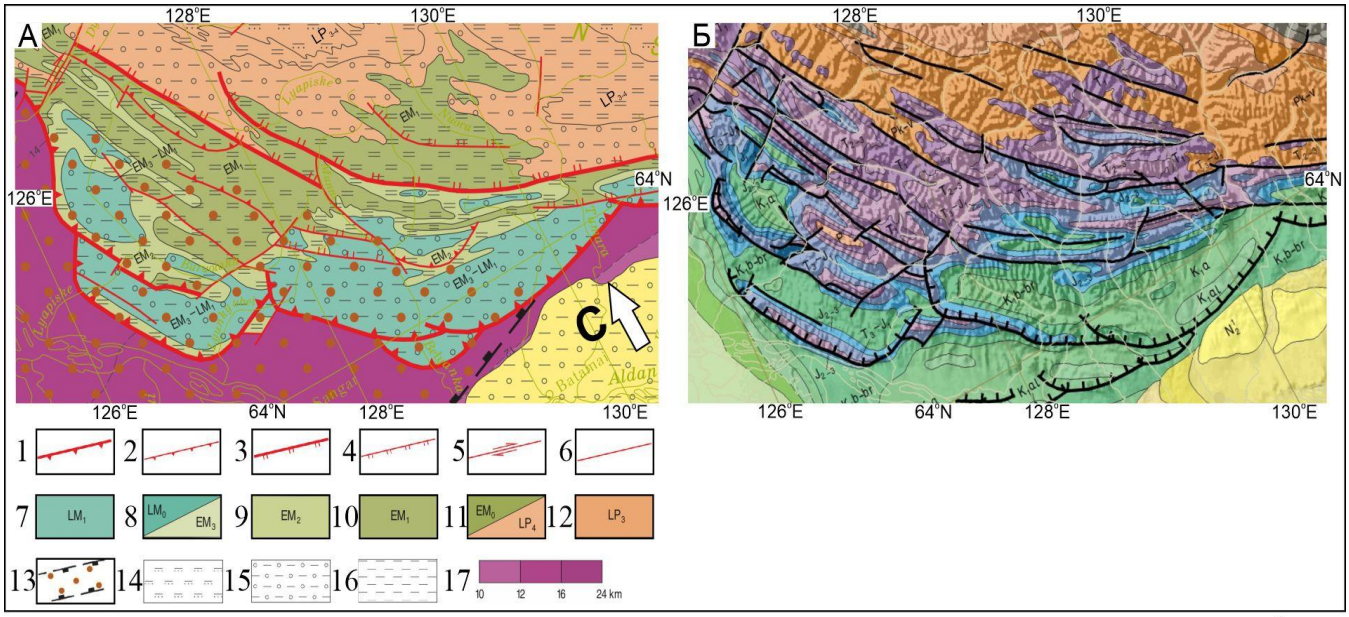


Рисунок 3.3 - Возраст складчатости восточного обрамления Сибирской платформы. Китчанская зона складок, Верхоянский складчатый пояс. А) Фрагмент Тектонической карты Северной, Центральной и Восточной Азии (ВСЕГЕИ, 2014) [328]. Б) Фрагмент Геологической карты России (ВСЕГЕИ, 2016)

Надвиги: 1-главные; 2-второстепенные; обратные разломы: 3-главные; 4-второстепенные; 5-сдвиги; 6-разломы неопределенной кинематики; фазы складчатости (7-12): 7-позднеяньшаньская,8-среднеяньшаньская, новокиммерийская; 9-раннеяньшаньская, невадская; 10-индосинийская, древнекиммерийская; 11-пфальцская; 12-поздневарисцийская, уральская, астурийская; 13- погребенный раннепалеозойский рифт; 14- терригенные комплексы континентальных пассивных окраин, платформенных чехлов, задуговых бассейнов; 15-континентальная угленосная моласса; 16-кремнисто-глинисто-углистые, глинисто-углистые (черные сланцы) комплексы задугового бассейна и пассивных окраинных впадин; 17-глубины кровли кристаллического фундамента Сибирской платформы

Вероятно, поначалу всеми исследователями, включая Н.С. Шатского, складчатые пояса по периферии Сибирской платформы в целом рассматривались как единые «моноскладчатые»,

преимущественно «одноактные» тектонические системы (Рисунок 3.1). В настоящее время наблюдается противоположная, возможно, не совсем корректная ситуация. Представления Н.С. Шатского о длительности и непрерывности складкообразования, как показало развитие геологии, вошли в, вероятно, непреодолимую конфронтацию с теорией тектоники плит, представлениями о цикле Уилсона [255]. Соответственно для Сибирской платформы эти взгляды привели к отказу от моделей моноскладчатых орогенов в пользу гетероскладчатых. Негативные результаты такого «усложнения» можно наглядно продемонстрировать на самых новых тектонических картах последних поколений (Рисунки 3.2, 3.3).

Весьма популярной точкой зрения стало рассмотрение складчатых обрамлений Сибирской платформы в качестве древних перикратонных областей, переработанных последующими тектогенезами в различные эпохи складчатости (Рисунок 3.2). Нужно заметить, что причины и действующие механизмы этих «активизаций» в большинстве случаев не объясняются. Можно уверенно утверждать, что теоретические основы таких построений отсутствуют, и тектонические модели начала прошлого столетия во многом выглядят более проработанными, чем сегодняшние построения. В результате современных «моделирований» единые складчатые пояса по периферии Сибирской платформы разделены на многочисленные «моноскладчатые» фрагменты, имеющие разницу в возрасте складчатости в десятки-сотни миллионов, а иногда и в миллиарды лет [328]. Некоторые орогены представлены в виде «перестроенных» платформенных областей с докембрийской континентальной корой (Рисунок 3.2).

Подобные слабо обоснованные и, весьма вероятно, искусственно усложненные модели не отвечают ни плитотектоническим представлениям об эволюции земной коры, описываемой циклом Уилсона, ни современным данным о строении складчатых коллизионных зон, ни, что самое главное, принципам структурной геологии.

Наверное, только проявлением процесса «длительности и непрерывности складкообразования» Н.С.Шатского можно объяснить то, что возраст складчатости отдельных зон подобной тектонической мозаики часто идентичен возрасту самих отложений, обнаженных в этих зонах. В качестве наиболее показательного среди многочисленных примеров можно привести ситуацию с Верхоянским складчатым поясом на востоке платформы (Рисунок 3.3), где, согласно новой тектонической карте, орогенез начался в позднем палеозое практически одновременно с началом накопления каменноугольно-пермских толщ. На самом деле, как минимум с начала-середины прошлого века известно о позднемезозойском возрасте этого орогена, сформированного по окончании функционирования карбон-юрского окраинного осадконакопления. При этом внутри верхоянского терригенного комплекса, слагающего

восточные периферии Сибирской платформы и её складчатого обрамления, неизвестны структурные несогласия, фиксирующие разные фазы складчатых процессов [168].

Другим проблемным моментом является то, что зоны внутриплатформенного тектогенеза (в первую очередь транспрессионного характера), обусловленные взаимодействием литосферных плит и проникновением тектонических напряжений по древним сутурным межблоковым зонам субстрата-фундамента в тело платформ [139], до сих пор часто необоснованно рассматриваются в качестве неких областей достаточно абстрактной «тектонической активизации». Это дало возможность (и, судя по сегодняшним работам, до сих пор дает) многим предполагать существование таких внутриплитных и перикратонных многофазных «мультискладчатых» орогенов, без анализа причин их возникновения (Ангаро-Ленская внегеосинклинальная складчатая зона Сибирской платформы) [85, стр.127], и необоснованно усложнять геологические модели, на самом деле, закономерно построенных складчатых поясов, сформированных в большинстве случаев «одноактно», во временных рамках единых орогенезов.

В неменьшей степени проблемно обстоит дело с исследованиями кристаллического основания консолидированной коры Сибирской платформы. Основной чертой структуры фундамента является блоковость [53], с разным характером проявления в потенциальных геофизических полях. По этим различиям блоки прослежены на исследуемой территории.

В настоящее время рядом исследователей [190; 168] крупнейшие структуры фундамента выделяются в качестве супертеррейнов (провинций), разделенных на террейны различных генезисов. "Представление о террейнах относится к тем площадным элементам структуры (так называемым тектоническим блокам), которые первоначально развивались независимо друг от друга как микроконтиненты и притом в разное геологическое время, а разделяющие их зоны разломов обнаруживают признаки тектонического сдавливания и надвигания, свойственные зонам столкновения (коллизии) континентальных масс" [191, с. 90]. О.М.Розен [190, 191] в фундаменте платформы выделяет пять тектонических провинций – Тунгусскую, Анабарскую, Оленекскую, Алданскую и Становую (Рисунок 3.4). Они разделены протяженными шовными зонами коллизионной природы шириной до 30 км. "Исключением является Акитканский вулканогенный пояс, развивавшийся в конце палеопротерозоя в режиме островной дуги, а позднее в процессе общей амальгамации - надвинутый на древнее основание и охваченный анорогенным кислым магматизмом" [190, с. 3]. Акитканский пояс выделяется этими авторами между Анабарской и Алданской провинциями, и, как предполагается имеет ширину до 200 и более километров. А.П.Смелов и др. [168] на месте Акитканского пояса выделяют Нюрбинский орогенный пояс возрастом 1,4-1,0 млрд. лет.

Необходимо заметить, что подобные построения, рассматривающие Акитканский «вулканический пояс» или «вулканогенное поднятие» в качестве раннепротерозойской структуры с глубинными корнями, входят в принципиальное противоречие с представлениями о каледонском шарьяжном тектогенезе Байкало-Патомской складчатой области, в пределы которой он входит. В такой модели грубо разорванными становятся с одной стороны хорошо изученные геологами-нефтяниками каледонские контрастные линейные складки в осадочном чехле платформы - форланда складчатого пояса, с другой - тесно парагенетически связанные с ними множеством пликативно-дизъюнктивных дислокаций образования хинтерленда Байкало-Патома (в том числе Акитканское «поднятие», Акитканский «блок-пластина» [43]), как утверждается этими исследователями, производными карельской складчатости.

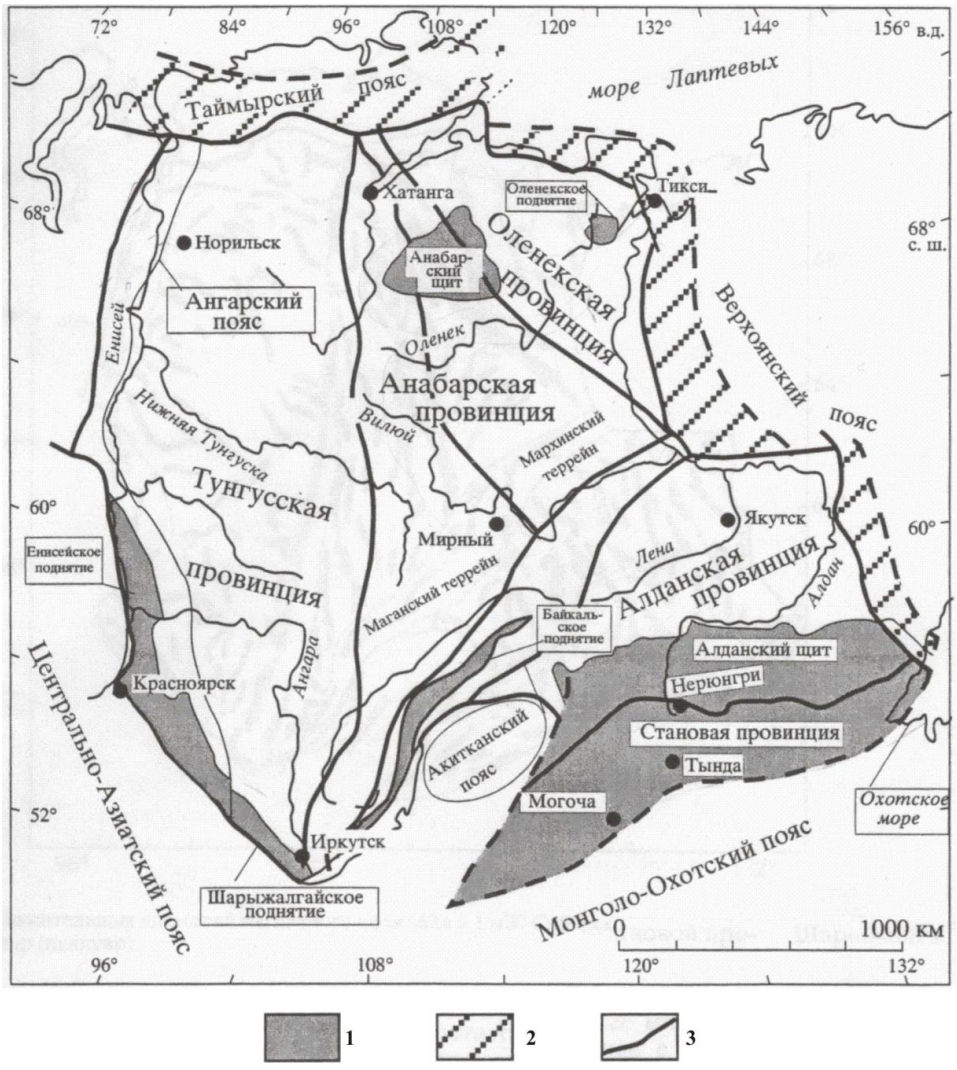


Рисунок 3.4 - Основные элементы структуры фундамента Сибирского кратона по данным [190]

1 – области выхода фундамента на дневную поверхность; 2 – пассивные окраины, перекрытые мощным деформированным чехлом рифей-фанерозойских отложений; 3 – главные тектонические границы.

Вопросы вызывает и включение в состав Сибирской платформы Становой провинции или Станового блока, поддерживаемое многими исследователями [168; 154 и др.], на самом деле, структур мезозойской складчатости. Как показывает интерпретация глубинного геофизического профиля 3ДВ (в первую очередь данных МОГТ и МТЗ), материалы геологических карт, южная часть так называемого Алдано-Станового блока представлена Становым мезозойским складчатым поясом, разграничивающим Алданский щит и, вероятно, Амурский блок (см. Рисунок 3.43). В пользу такой природы орогенной структуры, не входящей в состав платформы, свидетельствуют наличие пояса юрско-меловых батолитов, надвигание структур Станового орогена на мезозойские отложения системы Южно-Якутских юрских впадин, зональность и простирание метаморфических образований и многие другие данные.

Восточная граница крупнейшей Тунгусской провинции (Рисунок 3.4), занимающей почти всю западную половину платформы, как и в трудах предшественников, проведена в основном по тому же Таймыро-Байкальскому генеральному разлому. По мнению О.М.Розена, Сибирский кратон "сформировался в позднем палеопротерозое, в интервале 2,0-1,8 млрд. лет назад" [191, с. 113] и с этого времени вел себя как единая жесткая глыба. По мнению других исследователей рассматриваемая часть Сибирской платформы в качестве жесткой глыбы проявляла себя только на протяжении мезопротерозоя и в раннем неопротерозое [70; 305]. Как считают Д.П. Гладкочуб и др. [305], в это время она, видимо, была составной частью крупного фрагмента, распавшегося карельского суперконтинента Нуна.

То, что в рифее во время распада суперконтинента Родиния дивергенция затронула и Сибирский кратон [260; 305] весьма вероятно, поскольку хорошо согласуется с историей накопления осадочных толщ перикратонных и внутренних районов платформы. Однако установление этого факта на основе исследований «перикратонных дайковых поясов», проявлений внутриплитного магматизма по периферии кратона, относительными перемещениями его основных блоков [209, 44, 280], пока обосновано, вероятно, в недостаточной степени.

А.Н.Храмов и др. [264, с. 295] отстаивали идеи о подвижности отдельных блоков Сибирской платформы в неогее. Они считали, что на Сибирской платформе

“существовало четыре разобщенных блока: Алданский, Анабарский, Западно-Байкальский и Северо-Байкальский. В начале раннего палеозоя эти блоки сблизились и в середине кембрия спаялись байкальским орогенезом, образовав Сибирскую плиту, которая с конца кембрия стала единым блоком.”

Всё указывает на то, что такие процессы возможны для рифейского времени, но весьма маловероятны для фанерозоя. Характер осадконакопления, восстанавливаемый на основании анализа верхнедокембрийских и нижнепалеозойских толщ Восточной Сибири (см. раздел 4.2.2.), полностью отвергает подобный вариант развития событий, поскольку в интервалах чехла этого возраста не отмечается настолько масштабных структурных несогласий и фаций синорогенных образований. Более того, для осадочного чехла, начиная с венда и, особенно, для кембрийского периода уверенно обоснованы представления об едином бассейне седиментации, его логично увязанных фациальных зонах, взаимопереходы и конфигурация которых установлены на основе детальных исследований богатого литологического и фаунистического материала [233].

Ещё одна идея движения блоков Сибирской платформы в посткембрийское время принадлежит Е.Л. Гуревичу [57] - палеомагнитные полюсы для ордовика разреза р. Мойеро лежат восточнее (приблизительно на 20^0) соответствующих полюсов юга Сибирской платформы. "Это можно объяснить… взаимным поворотом блоков на соответствующий угол в последующие эпохи".

Вероятно, более обоснованную трактовку геодинамики мегаблоков Сибирской платформы предложили В.Э.Павлов, П.Ю.Петров [164]. Они подвергли сомнению мобильность блоков Сибирской платформы в позднем докембрии и отметили, что единство Сибирской платформы существовало, "по крайней мере, со среднерифейского времени". Несбивки в положении магнитных полюсов для отложений рифея и нижнего палеозоя северной и южной частей платформы эти исследователи объяснили вращением Анабарского блока против часовой стрелки относительно Алданского в постсилурийское время на угол $20\text{-}25^0$. Это вращение было связано ими с образованием Вилюйского авлакогена. Полюс вращения плечей авлакогена принят расположенным на западе Сунтарского свода ($\lambda=117^0$, $\varphi=62^0$).

L.R.M.Cocks, T.H.Torsvik [344] подтвердили расхождение магнитных полюсов для отложений рифея и нижнего палеозоя северной и южной частей Сибирской платформы, но отметили, что при расположении полюса их вращения на востоке Березовской впадины ($\lambda=120^0$, $\varphi=60^0$) угол расхождения этих частей для рифейских пород древнее 1 млрд. лет составляет 23^0, а для толщ нижнего палеозоя - 13^0. Это свидетельствует о повышенной мобильности мегаблоков Сибирской платформы и в рифее и среднем палеозое.

3.2.2. Основные этапы тектонического развития

Таким образом, достоверность перечисленных сценариев геодинамического развития территории Сибирской платформы нуждается в существенной корректировке на основе максимально увязанных геологических реконструкций. Сначала выделим основные

тектонические события, с разной степенью уверенности, устанавливаемые на основе анализа геологических данных (Рисунок 3.5).

3.2.2.1. Допозднерифейские события

Вероятно, самые древние осадочные толщи, выделяемые в качестве базальных в осадочном чехле Сибирской платформы, по факту, в его мезоплатформенном или протоплатформенном структурном ярусе, относятся к нижнему рифею. Их исследование в обнажениях доступно на склонах Анабарского и Алданского щитов. Наилучшие возможности дают обнажения рифея к северо-востоку от последнего, в пределах Учурской и Юдомо-Майской фациальных зон. По результатам корреляции новых сейсмических профилей, отработанных в последние 15 лет на этой территории, можно сделать вывод, что уже в конце раннего рифея, вероятно, в условиях пассивной континентальной окраины здесь накапливались терригенные и терригенно-карбонатные свиты учурской серии общей мощностью менее километра. Природа пассивной окраины проблематична, насколько проблематичны плитотектонические реконструкции для докембрийских событий. Наличие большого количества листрических сбросов, фиксируемое на временных разрезах, свидетельствует в пользу проявления рифтогенных процессов (событие 1 на Рисунках 3.5, 3.6). Вероятнее всего, Восточно-Сибирские рифейские отложения были сформированы в бассейнах, примыкающих к разобщенным плитам разного масштаба и в позднем рифее коллажированы в состав Сибирской платформы. В пользу такого варианта развития событий свидетельствуют дислоцированность и метаморфизм рифейских толщ в пределах погребенных внутриплатформенных прогибов (Рисунок 3.7).

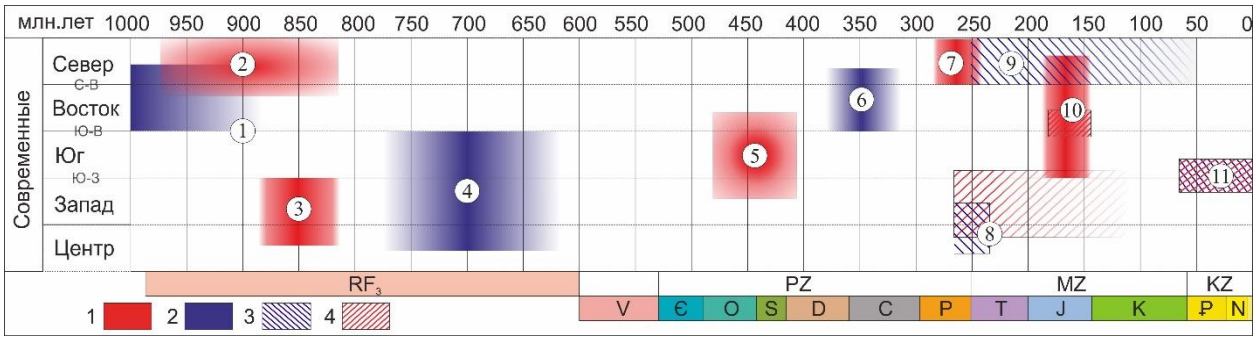


Рисунок 3.5 - Шкала основных тектонических событий геологической истории Сибирской платформы.

1-коллизии, 2-рифтогенезы, 3-транстенсионные, 4-транспрессионные внутриплитные процессы

Условные обозначения к Рисунку 3.5. на след. странице

Тектонические события (цифры в кружках): 1-ранне-позднерифейский рифтогенез (-?); 2-средне-похднерифейский орогенез; 3-позднерифейская коллизия; 4-позднерифейский рифтогенез; 5-Байкало-Патомская каледонская коллизия; 6-среднедевон-раннекарбоновый рифтогенез; 7-Таймырская герцинская косая коллизия; 8-герцинские внутриплатформенные сдвиго-сжатия и сдвиго-растяжения; 9-Енисей-Хатангская мезозойская транстенсия; 10-Верхоянская, Становая мезозойская коллизия, Сетте-Дабанская транспрессия; 11-Байкальские кайнозойский транстенсионный рифтогенез и сдвигосжатия.

3.2.2.2. Позднерифейская коллизия

Структурные перестройки, окончательно сформировавшие Сибирскую платформу, относительно уверенно устанавливаются лишь с начала позднего рифея (событие 3 на Рисунках 3.5, 3.6), на севере, возможно, несколько раньше (событие 2 на Рисунках 3.5, 3.6).

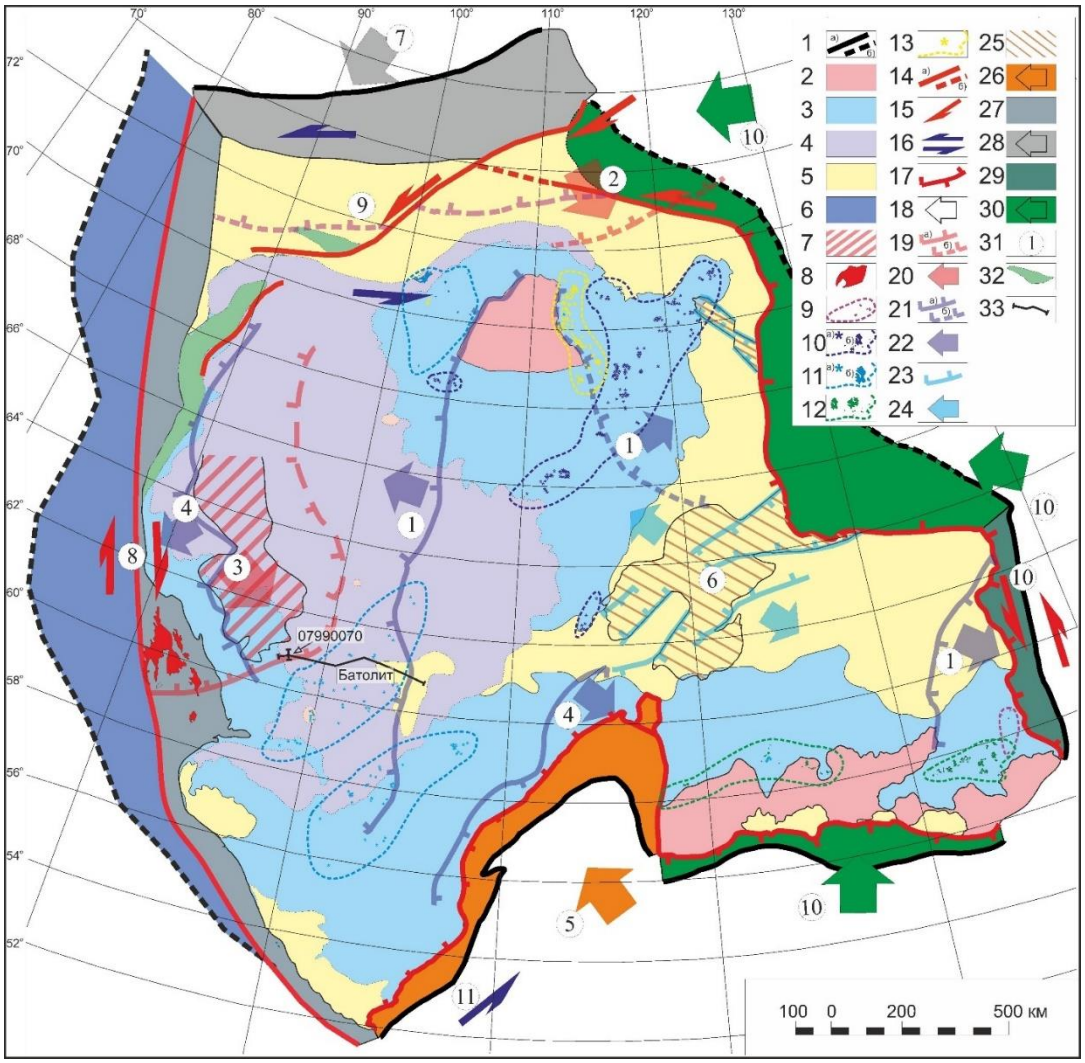


Рисунок 3.6 - Геодинамическая схема Сибирской платформы

Условные обозначения к Рисунку 3.6. на след. странице

1-границы Сибирской платформы, установленные - а), предполагаемые – б); 2- выходы кристаллического фундамента; 3- умеренно дислоцированный платформенный чехол (преимущественно венд-нижний палеозой); 4- существенно вулканокластические толщи верхней перми-нижнего триаса; 5- верхнепалеозой-мезозойский ярус чехла; 6-погребенная под чехлом Западно-Сибирской плиты часть Сибирской платформы по [236]; 7-выходы кристаллического фундамента под венд по [249]; 8-дорифейские метаморфогенно-интрузивные образования Енисейского кряжа по [49, 78]; распространение интрузий, прорывающих чехол (9-13): 9-рифейских; 10-среднепалеозойских диатремы – а), другие интрузии – б); 11-позднегерцинских; 12-юрско-меловых; 13-триас-юрских диатрем; 14-сдвиги: установленные – а), предполагаемые – б); 15-кинематика сдвигов; 16-направление растягивающих сдвиговых движений: 17-надвигово-поддвиговые фронты складчатых поясов на поверхности; 18-основные сжимающие напряжения фанерозойских складчатых поясов (цвет соответсвует эпохе складчатости); 19-погребенные фронты докембрийской складчатости, установленные – а), предполагаемые – б); 20 сжимающие напряжения погребенной докембрийской складчатости; 21-погребенные границы докембрийских рифтов и полурифтов, установленные – а), предполагаемые – б); 22-основные растягивающие векторы докембрийского рифтогенеза; 23-границы Вилюской рифтовой системы с использованием [38]); 24-основные растягивающие векторы среднепалеозойского рифтогенеза; 25- Вилюйская рифтовая система; 26-каледонская коллизия; 27-позднегерцинская транспрессия; 28-позднегерцинская коллизия; 29-мезозойская транспрессия; 30-мезозойская коллизия; 31-номер геодинамического события на схеме (Рисунок 3.5); 32-мезо-кайнозойские присдвиговые структуры; 33-фрагменты сейсмических профилей Батолит и 07990070 (Рисунок 3.7)

Долгое время для складчатого обрамления запада Сибирской платформы бесспорным считался докембрийский (байкальский) возраст основных тектонических движений, сформировавших орогенные структуры Восточных Саян и Енисейского кряжа [328].

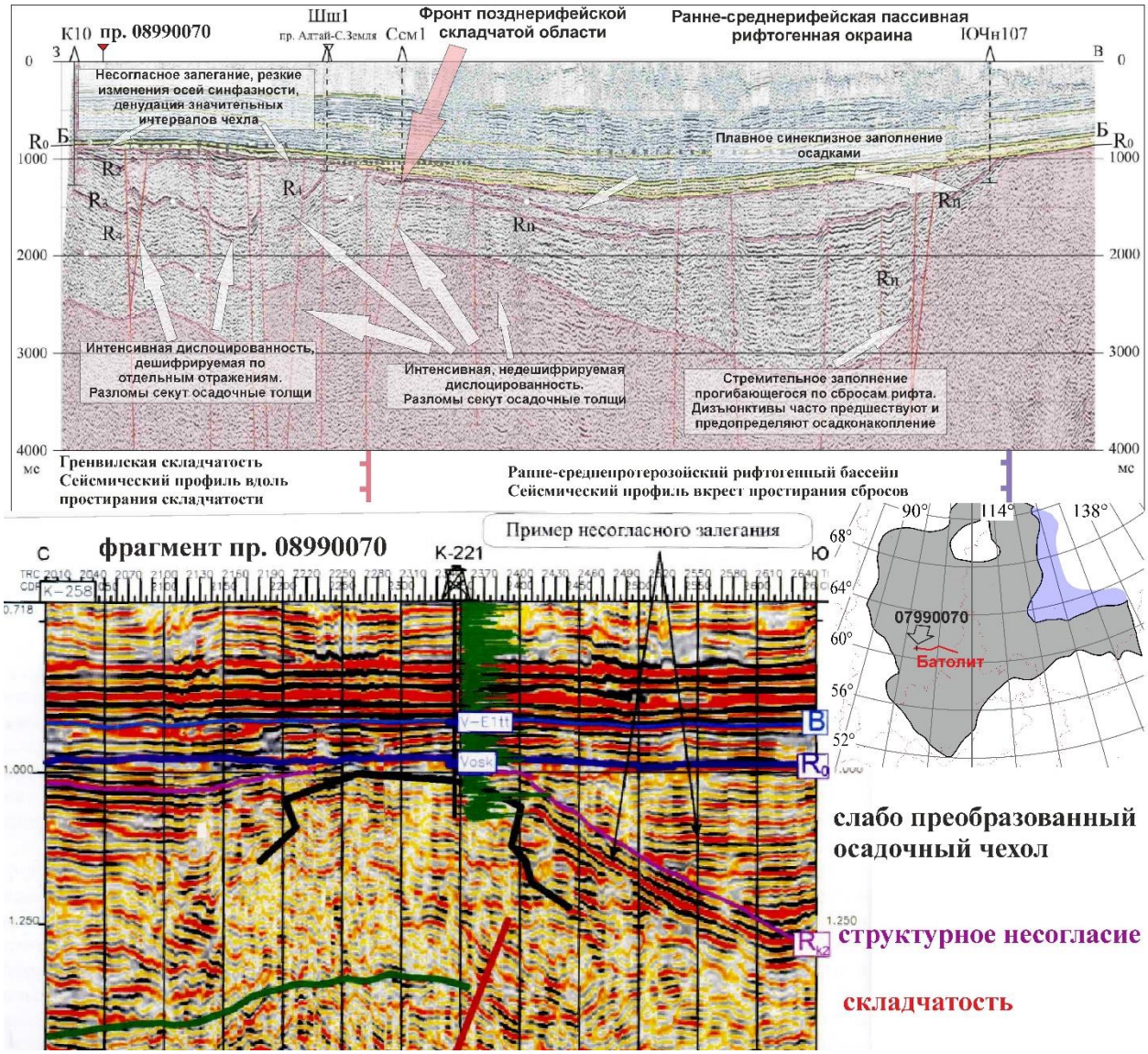


Рисунок 3.7 - Дислоцированность рифейских комплексов. Вверху - фрагмент сейсмического профиля Батолит по данным [249]. Внизу – фрагмент сейсмического профиля 07990070 [259]

Положение фрагмента профилей на Рисунке 3.6. Отражающие границы по данным [249, 259].

И действительно, в Енисейском кряже около 900-850 млн. лет назад происходили складчато-надвиговые процессы с гранитоидным магматизмом вначале коллизионного, а затем постколлизионного типов [31], характеризующиеся преобладанием режима сжатия. Однако, как будет показано ниже, в процессе формирования современных структур запада Сибирской платформы корректно считать главным герцинский транспрессионный тектогенез. Известные позднерифейские [112] орогенные процессы привели к формированию складчатого пояса совершенно иного простирания нежели более молодые меридиональные структуры Енисейского кряжа [12]. В настоящее время своей восточной частью этот ороген погребен под чехлом платформы (Рисунок 3.6).

Его западный сегмент интенсивно переработан субмеридиональным герцинским сдвиго-сжатием. В современном плане погребенный позднерифейский ороген имеет северо-восточное простирание, которое устанавливается по юго-восточной границе распространения докембрийских гранитоидов на Енисейском кряже и Байкитской антеклизе [249] (см. Рисунок 3.10). Сформированные этим орогенезом существенно дислоцированные и, вероятно, интенсивно метаморфизованные рифейские толщи в конце позднего рифея подверглись рифтогенезу (событие 4 на Рисунках 3.5, 3.6) и были перекрыты сначала рифтогенными, а затем и пассивноокраинными осадочными образованиями. При этом граница метаморфического несогласия весьма контрастна, совпадает с крупным структурным несогласием и проходит внутри верхнерифейских образований, вероятно, между сухопитской и чингасанской сериями (отражающий горизонт R1?).

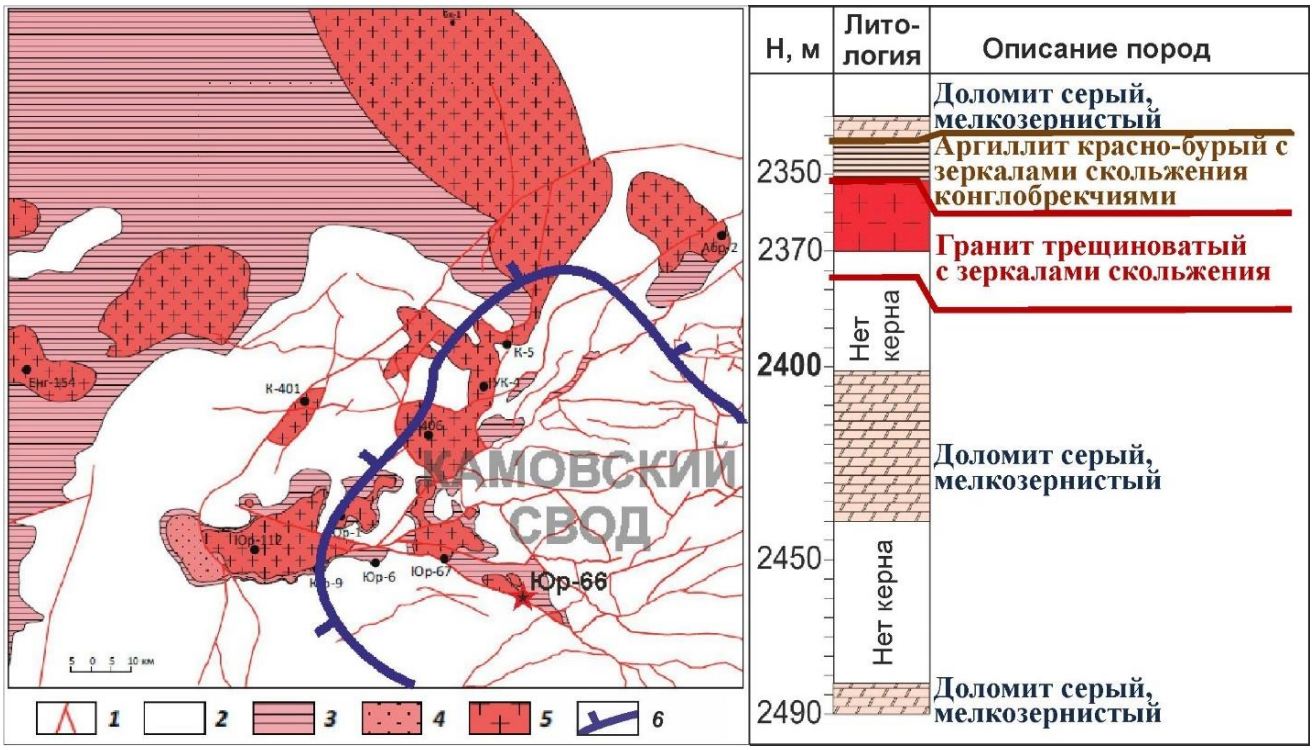


Рисунок 3.8 - Положение [34]и описание керна скважины Юрубченская 66 в пределах Камовского свода

1 — разломы; толщи (2–4): 2 — рифейские, выше вэдрэшевской (RF2 + 3), 3 — вэдрэшевская (RF2vdr), 4 — зелендуконская (RF1zl); 5 — фундамент (AR – PR); 6 – граница Камовского свода. Положение скважины Юрубченская-66 показано звездочкой

Если рассматривать характер дислоцированности рифейских образований Камовского свода, на территории прилегающей к Куюмбинскому месторождению, достаточно хорошо изученному сейсморазведкой и бурением, можно заметить, что характер и напряженность складчатых дислокаций, плотность сети разломов свидетельствуют скорее в пользу складчато-

коллизионной, а не, как считается [225, 183, 249] авлакогенной модели строения этой зоны. С учетом относительно высокой степени метаморфизма вскрытых осадочных пород и относительно крутых и резко изменяющихся углах наклонов слоев, а также значительной предвендской эродированности дислоцированного чехла, кажется маловероятным исключительно рифтогенный характер погребенных рифейских синформ Сибири.

В этой связи классическое деление земной коры Сибирской платформы на два структурные этажа, осадочный чехол и кристаллический фундамент, осложняется выделением в осадочном чехле промежуточного, мезо- или протоплатформенного рифейского структурного яруса. Этот ярус имеет весьма гетерогенное, переходное строение. Часть его плитно, а часто и согласно, подстилает вендские толщи (Рисунок 3.7).

Другая часть в пределах рифтогенных структур дислоцирована сбросами, изменяющими углы наклонов осадочных толщ отдельных блоков, но не преобразовавшими их интенсивно метаморфически и пликативно. Третья - достаточно сильно нарушена. Её метаморфизм может достигать зеленосланцевой фации и, вероятно, гораздо выше. Возможно, в рифейских складчатых зонах эти метаморфизованные осадки прорваны синколлизионными интрузиями. В пределах Камовского свода пробурена скважина Юрубченская-66 на глубине 2351,6 м вскрывшая граниты с зеркалами скольжения. С глубины 2401 м снова отмечаются доломиты ярко выраженной осадочной природы, подтверждаемой строматолитовыми образованиями (Рисунок 3.8). Далее скважина до окончания, забоя на глубине 2482 метра, пройдена по доломитам. Возможно, древние дорифейские граниты надвинуты на рифейские осадочные толщи. Однако существует более высокая вероятность того, что граниты сигенетичны разломам надвиговой природы. В обоих случаях речь идет о рифейских обстановках сжатия, вероятнее всего, обусловленных коллизионными процессами в погребенной складчатой области на конвергентных границах континентальных микроплит, соединившихся в позднем рифее внутри современных границ Сибирской платформы.

Таким образом, рифейские отложения на Сибирской платформе местами существенно деформированы, вероятно, коллизионными процессами, что говорит о продолжении причленения новых блоков к внутренним частям Сибирской платформы и в позднем рифее, вероятно, около 850 миллионов лет назад.

В этой связи любопытны категорически противоположные интерпретации геодинамической природы докембрийских синформ в зарубежной и отечественной геологии. В России погребенные прогибы и для Русской, и для Сибирской платформ рассматриваются практически исключительно как дивергентные образования [113, 183, 225, 249]. В противоположность этому почти все докембрийские крупные линейные отрицательные структуры материков Гондваны за рубежом интерпретируются как погребенные краевые,

предгорные прогибы древних складчатых поясов [301, 308] (Рисунок 3.9). При этом аналогичное строение и такие общие черты как высокая степень дислоцированности толщ одного из бортов, значительная их денудация свидетельствуют скорее в пользу именно такой точки зрения.

Приведённые данные не могут полностью отрицать наличие действительно рифтогенных структур в основании чехла Сибирской платформы. На наличие таких погребенных авлакогенов указывают результаты интерпретации сейсмических разрезов к западу от Байкитской антеклизы, на которых можно увидеть мощные пакеты субгоризонтальных осей синфазности резко несогласные с напряженной сейсмической картиной отражений от складчатых образований рифея. Возможно, именно эти совершенно не изученные толщи и следует рассматривать в качестве рифтогенного яруса, весьма перспективные и как нефтегазопроизводящие образования, и как возможные резервуары, способные вмещать скопления нефти и газа. Вероятнее, всего они сформированы в постскладчатые 200 млн. лет, в самом конце позднего рифея.

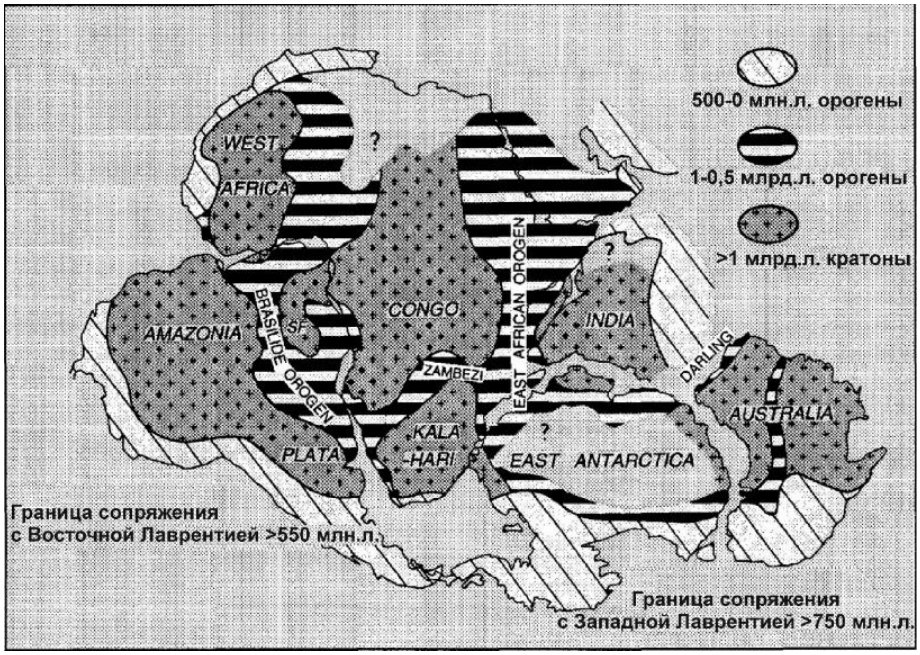


Рисунок 3.9 - Орогенная природа синформных структур, соединявших воедино древние кратонные массивы Гондваны до её раскола [308]

Таким образом, позднерифейский рифтогенез на самом деле имел место не только в Предпатомском прогибе, но и в западной части Сибирской платформы. При этом на фоне отсутствия разделения конвергентных и дивергентных прогибов он совершенно не изучен, хотя именно он имеет главное значение в отношении нефтегазоносности на западе.

Огромную роль позднерифейский рифтогенез сыграл в формировании перспективного на нефть и газ венд-фанерозойского осадочного чехла. Особенности последнего, в частности изменение мощностей и состава осадочных толщ, позволяют получить представления о времени проявления и характере основных предвендских дивергентных событий. На юге платформы

между Ангаро-Анабарским и Алданским мегаблоками развивается Патомско-Вилюйский прогиб рифтовой природы с аномально большой толщиной верхнерифейских (-?) и нижневендских отложений, с типичными рифтовыми ступенями, блоковыми структурами, сбросами амплитудой до сотен метров. Эти структурные элементы фиксируются на сейсмических разрезах, подтверждены бурением в Талакан-Пеледуйском районе [127; 134].

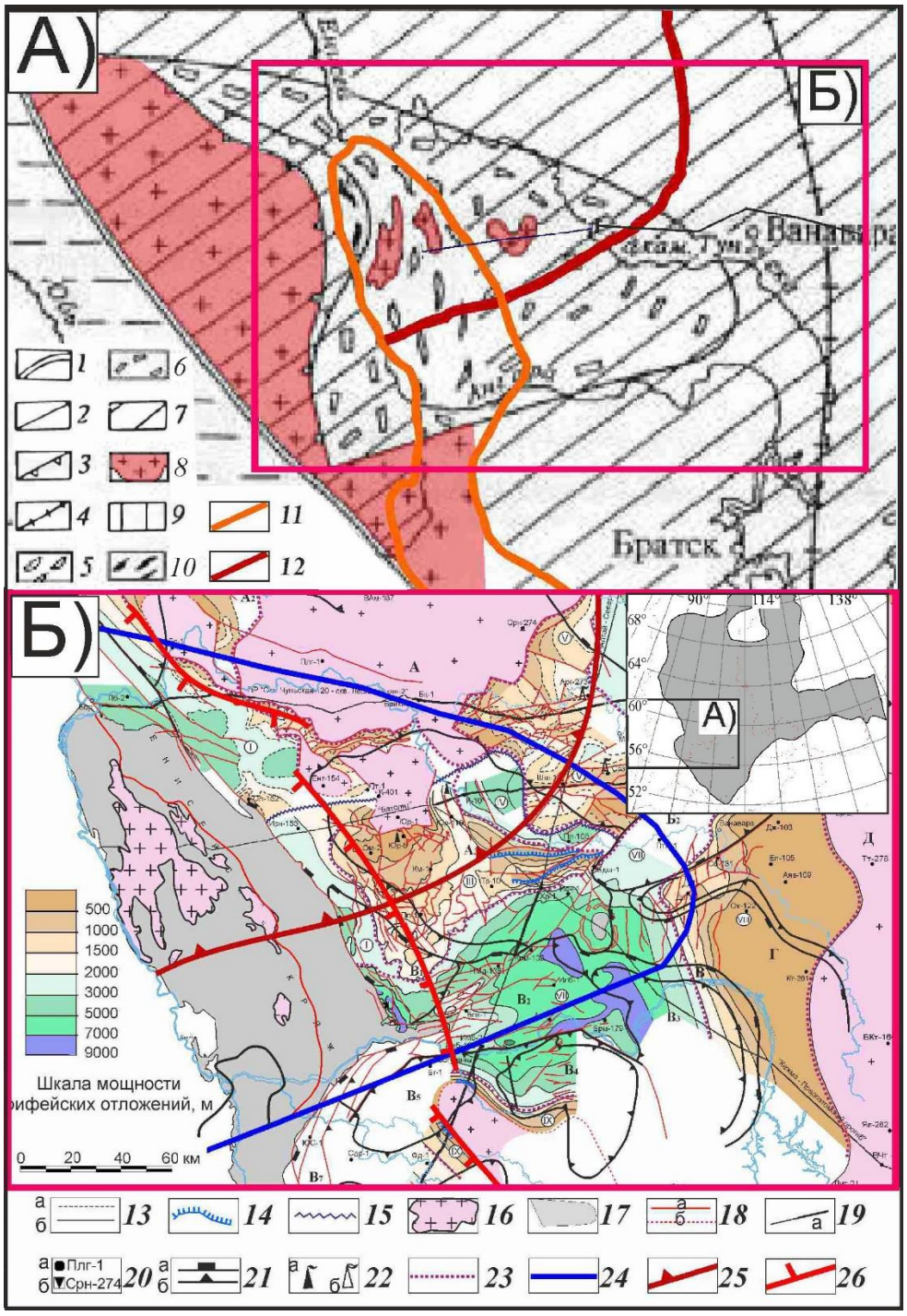


Рисунок 3.10 - Соотношение современного Енисейского кряжа и позднерифейских прогибов.

Условные обозначения к Рисунку 3.10. на след. странице

А) Историко-геологическая с элементами геодинамики модель юго-запада Сибирской платформы [по 12 с дополнениями]. Б) Структурно-вещественное районирование рифейского комплекса пород запада Сибирской платформы.

1-предполагаемая осевая зона рифтинга, по которой Восточно-Азиатский кратон откололся от раннепротерозойской Пангеи; 2 -границы раздробленных участков Восточно-Азиатского кратона (входящие углы или ринтрантно-авлакогенные структуры); 3 -зоны неогейских коллизий нерасчлененные; 4 -Байкала-Таймырский линеамент; 5 -ориентировка линейных складчатых форм добайкальского возраста в Енисейском кряже и герцинского в Байкало-Патомском входящих углах; 6 - ориентировка предполагаемых брахиформных, преимущественно складчатых форм добайкальского возраста под байкальско-вендско-палеозойским чехлом Сибирской платформы; 7 -байкальско-вендско-палеозойский чехол Сибирской платформы; 8 - современные выступы допозднепротерозойского «фундамента» в обрамлении Восточно-Азиатского кратона; 9 -нерасчлененный разновозрастный гранитогнейсовый комплекс; 10 - офиолитовые комплексы; 11 – границы Енисей-Восточно-Саянского орогена [по данным 328]; 12- устанавливаемый условный фронт позднерифейской складчатости; 13 – изопахиты рифейских отложений; 14 – выходы на рифейскую эрозионную поверхность отражающего горизонта R4; 15 – границы смены прослеживаемости внутририфейских отражений; 16 – выходы в предвендский эрозионный срез «кристаллического фундамента»; 17 – область выходов рифея на дневную поверхность; 18 – дизъюнктивные тектонические нарушения; 19 – геофизические профили; 20 – глубокие скважины; 21 – структурные элементы венд-палеозойского осадочного чехла надпорядковые (а): А – Байкитская антеклиза, Б – Курейская синеклиза, В – Присаяно-Енисейская синеклиза, В7 – Приенисейская зона линейных дислокаций, Д1 – Катангский мегавыступ; 22 –месторождения (а) и проявления (б) углеводородов в рифейском НГК; 23 – границы структурно-вещественных зон рифея и их номера: I – Приенисейская, II – Кузьмовско-Бахтинская, III – Каменско-Юрубчено-Огневская, IV – Мадринско-Таимбинская, V – ЧуньскоТаймуринская, VI – Учаминская, VII – Ангаро-Котуйская, VIII – КатангскоИлимпейская, IX – Чуно-Бирюсинская, X – Долгомостовская; 24 – фронт орогена добайкальского возраста под байкальско-вендско-палеозойским чехлом [12]; 25 – устанавливаемый условный фронт позднерифейской складчатости;; 26 – предполагаемая граница позднерифейской пассивной окраины СП

Важной чертой рассматриваемой структуры является небольшая Паршинско-Талаканская рифтовая ветвь, ориентированная в северо-западном направлении. На ее продолжении наблюдается сгущение своеобразных проблемных тектонических форм, так называемых микрограбенов, прослеживаемых до Верхнечонского и Вакунайского месторождений, возможно и далее [132]. Образование Патомско-Вилюйского рифта, возможно, сопровождалось вращением

Алданского мегаблока по часовой стрелке на 100 относительно Ангаро-Анабарского мегаблока [344].

Таким образом, в западной части Сибирской платформы в предбайкальское время, около 850 млн. лет назад в результате поздней фазы позднерифейской коллизии с север-северо-запада оказался закрытым ранне-среднерифейский окраинный океан. В складки были собраны и метаморфизованы нижне-средне- и частично верхнерифейские отложения (Рисунок 3.10, Б), залегающие трансгрессивно на архей-нижнепротерозойском кристаллическом основании. Затем с конца рифея до начала-середины палеозоя на этой территории несогласно допозднерифейским образованиям накапливались осадочные толщи верхнего рифея-ордовика. Сначала, в позднем рифее это осадконакопление происходило по серии рифтогенных прогибов, заложившихся, вероятно, в современном меридиональном простирании на позднерифейском постскладчатом основании. Затем, ближе к концу рифея - началу венда рифтогенное осадконакопление сменилось шельфовым и синеклизным внутриплатформенным. Начался плитный этап формирования осадочного чехла Сибирской платформы. На основании представленных данных, можно с высокой степенью уверенности принимать возраст окончательного формирования фундамента Сибирской платформы позднерифейским. Это согласуется с резким тектоническим и стратиграфическим несогласием в основании венд-фанерозойского структурного яруса осадочного чехла. Рифейские осадочные толщи относятся и к синрифтовому доплитному ярусу осадочного чехла Сибирской платформы, и к промежуточному ярусу основания, преобразованному, в том числе, позднерифейской складчатостью, где они в различной степени метаморфизованы.

3.2.2.3. Каледонская коллизия

Складчато-надвиговые дислоцированные метаморфические и осадочно-вулканогенные толщи Прибайкалья бедные палеонтологическими останками на протяжении десятилетий выделялись в отдельную обособленную структуру под различными названиями. Например, в известной обобщающей работе по тектонике СССР Л.П. Зоненшайна с соавторами [70] на схеме тектоники Сибирской платформы они фигурируют под геоморфологическим термином Патомское нагорье. И.В.Гордиенко в своей ретроспективной работе [47] называет северную часть этой территории Байкало-Патомским складчатым поясом, а на её юге и в центральных частях выделяет позднерифейский коллаж террейнов.

В более поздней работе Д.П. Гладкочуб с соавторами [209] называют складчатое обрамление юго-востока Сибирской платформы Байкальской складчатой областью. В.Г. Беличенко в своей монографии [13] именовала эту территорию Байкальской горной областью. А.Н Булгатов [24] – Байкальской складчатой областью. Мы будем рассматривать границы

Байкало-Патомской складчатой области в соответствии с тектонической картой ВСЕГЕИ к международному атласу карт Северной, Восточной и Центральной Азии (см. Рисунок 3.2) [328].

Контуры Байкало-Патомской складчатой области весьма близко соответствуют границам Предпатомского регионального прогиба или Предпатомского перикратонного прогиба [95, 140, 166, 227], если пользоваться принятым у российских нефтяников тектоническим районированием. История эволюции нефтегазогеологических представлений о перспективах этой территории изложена в работе [140].

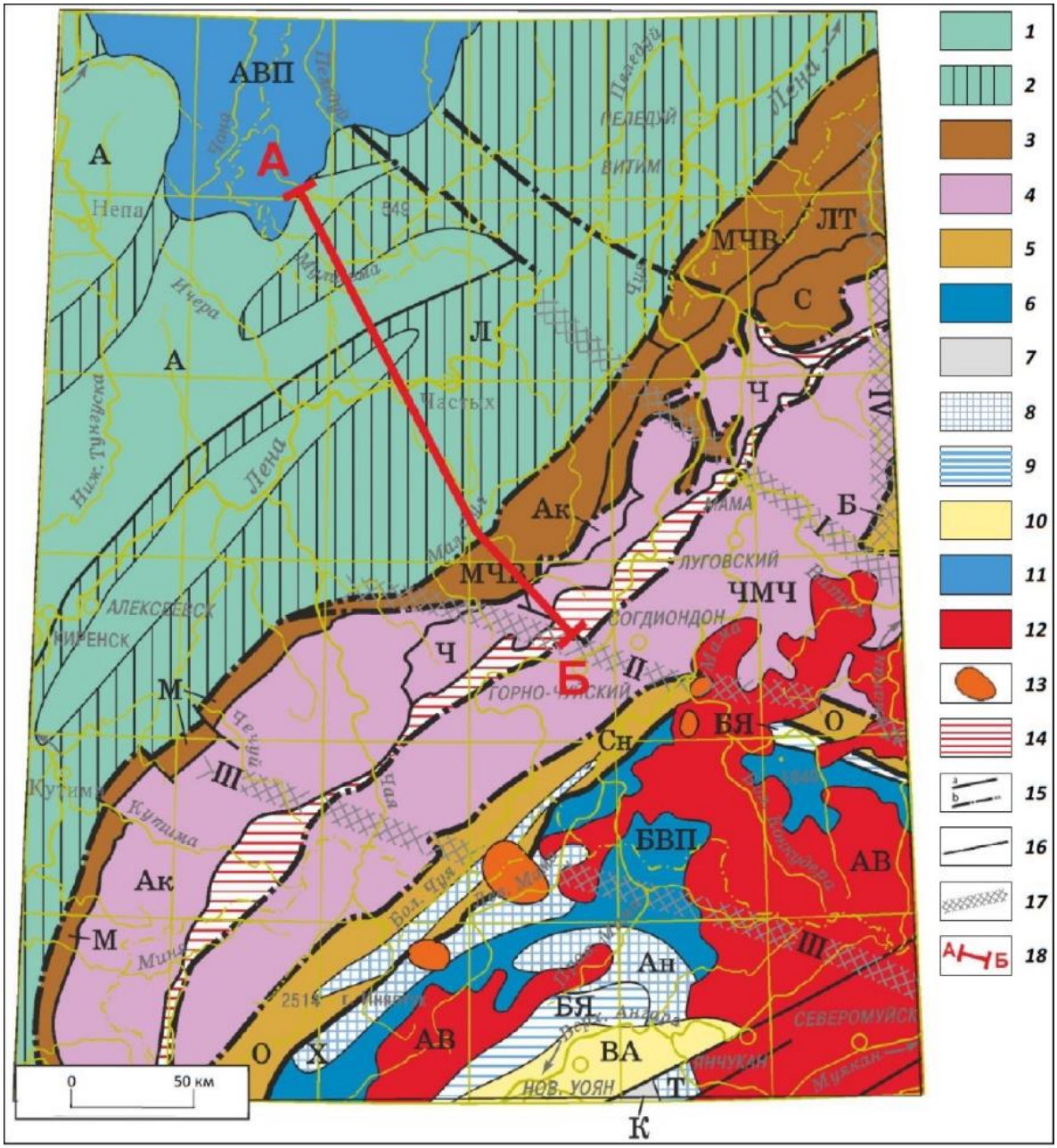


Рисунок 3.11 - Схема тектонического районирования листа О-49 [43]

Условные обозначения к Рисунку 3.11. на след. странице

Сибирская платформа, плитный комплекс (1–2): 1 — Ангаро-Ленский хатакратон (А) (V–O1), 2 — Лено-Тунгусский хатакратон (Л) (O2–S); Сибирская платформа, Ангаро-Вилюйская окраинная плитоколлизионная область (3–5): Байкало-Патомская композитная перикратонная взбросонадвиговая система, структурные зоны (3, 4): 3 — Прибайкало-Патомский перикратонный прогиб (RF), блоки: Миньский (М), Малочуйско-Витимский (МЧВ), Лимпея-Тонодский (ЛТ), Саталахский (С), 4 — Миня-Мамско-Чипикетский краевой выступ дорифейского фундамента, блоки-пластины: Акитканский (Ак), Чуйский (Ч), Чая-Мамско-Чипикетский (ЧМЧ); 5 — рифейская Олокит-Бодайбинская палеорифтовая зона, блоки: Олокитский (О), Бодайбинский (Б); Байкало-Витимская мозаично-блоковая краевая система Центрально-Азиатского складчатого пояса (RF2–3–Є2) (6–9): 6 — Байкало-Витимский вулканоплутонический пояс (БВП) (RF2–3), 7 — Котерский синклинорий (К) (RF2–3), 8 — орогенные (коллизионные) впадины (RF2–V): Холоднинская (Х), Анамакитская (Ан), Сыннырская (Сн), Турикская (Т), 9 — Бирамьино-Янгудская перикратонная впадина (БЯ) (V–Є2); структуры этапов тектономагматической активизации (10–12): 10 — кайнозойская Верхне-Ангарская рифтовая впадина, 11 — юрский Ангаро-Вилюйский наложенный прогиб, 12 — палеозойский Ангаро-Витимский ареал-плутон (O–S–C2–3); 13 — интрузии щелочного состава (C1); 14 — Левоминьско-Чуйская динамометаморфическая зона; разломы (15–17): 15 — главные: a) корово-мантийные, b) коровые, 16 — второстепенные, 17 — системы разломов, выделяемые по космическим снимкам: I — Пеледуйско-Делюн-Уранская; II — Чуйско-Мамаканская; III — Чечуйско-Муйская; IV — Патомско-Мамаканская; 18 — линия разреза

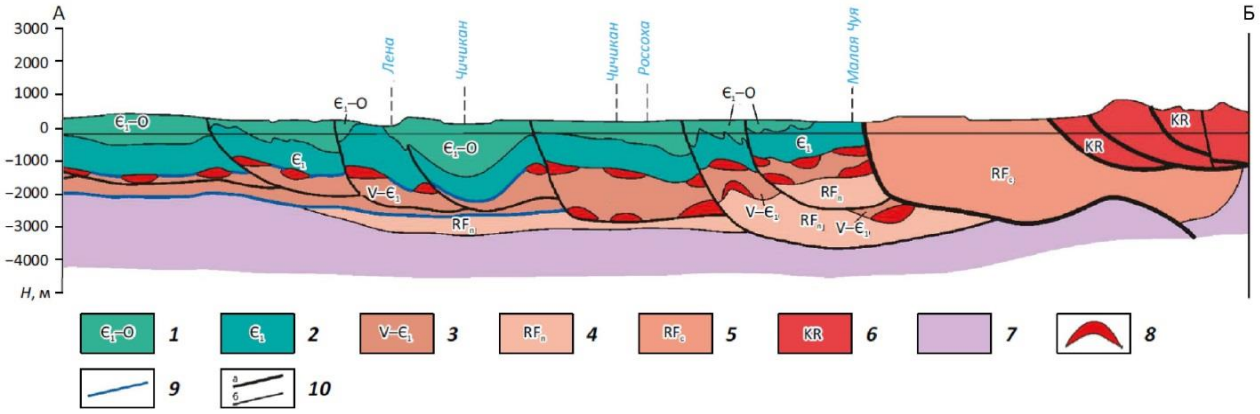


Рисунок 3.12 - Фрагмент схематического геологического разреза по линии АБ (см. Рисунок 3.13.) с элементами прогнозирования нефтегазоносных ловушек [43]

Условные обозначения к Рисунку 3.12. на след. странице

Отложения (1–5): 1 — надсоленосные кембрия и ордовика, 2 — соленосные нижнего кембрия, 3 — подсоленосные венда и нижнего кембрия, 4 — рифейские в пределах платформы, 5 — рифейские в пределах складчатой области; 6 — магматические образования карелия; 7 — кристаллический фундамент платформы; 8 — предполагаемые ловушки, связанные с положительными структурами; 9 — внемасштабные продуктивные нефтегазоносные горизонты; 10 — разрывные нарушения: a) главные, b) второстепенные; Линия разреза на Рисунке 3.11

В отличие от многих известных хорошо изученных складчатых областей мира, осадочный чехол Предпатомского прогиба и, особенно, Байкало-Патомской складчатой области в значительной степени сложен практически немыми древними толщами, вероятно, позднепротерозойского возраста. Часто слабо выражена уверенно интерпретируемая седиментогенная слоистость. Широко проявлен прогрессивный и регрессивный метаморфизм. Картирование и стратиграфическая корреляция подобных образований осуществлялись во многом на основе литологических сопоставлений. Значительную путаницу внесли не совсем корректные интерпретации датировок абсолютного возраста [322]. Но главным фактором, определившим ошибочность имеющихся сегодня построений, были фиксистские геосинклинальные теоретические представления прошлых лет и созданная на их основе предварительная региональная геологическая модель. Подобная ситуация привела к неправильной интерпретации большого количества наблюденных данных. В настоящее время, несмотря на широко признаваемое масштабное надвигообразование [2, 140, 206, 210, 18ф], не были установлены глубины погружения кровли кристаллического фундамента под надвиги. Отсутствовали представления о морфологии и количестве надвиговых пластин их толщинах и глубинном строении. Слабо изучены масштабы надвигания складчатых образований на осадочный чехол. Минимальными были данные о глубинном поднадвиговом составе и строении автохтона.

Указанные проблемы геологических представлений о геологическом строении этого региона отразилась на новых геологических картах. Например, тектонические основы карты листа О-49 (Рисунок 3.11) практически не согласуются с данными тектонической модели, представленной на Схеме тектонического районирования (Рисунок 3.12), тектонической схеме, представленной на вклейке №5 к пояснительной записке и текстовой части записки к той же самой карте [43].

В результате работ по государственным тематическим исследованиям [16ф] законченным в 2016 году, впервые для приплатформенной части Предпатомского прогиба, не перекрытой шарьяжами кристаллических пород, были построены структурные карты для нефтегазоносных комплексов венда-нижнего кембрия, которые отразили известные структурные постседиментационные несогласия, возникшие вследствие горизонтальных смещений по

разноуровневым поверхностям срыва или детачментам [16ф]. На основании представлений о наличии в разрезе осадочного чехла нескольких поверхностей срыва было показано существенное различие перспектив венд-нижнекембрийского карбонатного нефтегазоносного комплекса, часто приуроченного к аллохтонным блокам, и вендского терригенного НГК, предположительно расположенного на большей части территории в автохтоне, под детачментом, связанным с верхневендскими тирскими торсальскими солями [16ф]. Этими же солями, экранирующими вендский нефтегазоносный комплекс, обусловлены более высокие перспективы последнего.

В настоящей работе заполнены многие пробелы, в частности, построена геодинамическая модель Предпатомского прогиба. Выполнены реконструкции, основанные на материалах структурного картирования, на тектонических схемах, построенных ранее [16ф], новейших сейсмических и электроразведочных материалах и известных из мировой практики примерах детально изученных складчатых поясов.

Анализ основных особенностей геологии Предпатомского прогиба

Предыдущими исследователями при интерпретации геологосъемочных данных, при построении карт миллионного масштаба была выполнена огромная и, главное, качественная работа, в рамках которой картированы и районированы основные блоки разновозрастных, в различной степени метаморфизованных образований, характеризующиеся резко отличной минерагенией, набором осадочных, магматических и метаморфических формаций (см. Рисунок 3.11). В основном установлен характер пологого тектонического сочленения этих блоков (см. Рисунок 3.12).

Результаты геолого-тектонической интерпретации имеющихся опубликованных данных и собственных полевых наблюдений в бассейнах рр. Большая Чуя, Чая, Чечуй и Чара по берегам озера Байкал и прилегающих районов легли в основу построения геологической модели вдоль профиля ТСЗ III-III вкрест простирания фаса Байкало-Патомского нагорья (Рисунок 3.13).

Основные особенности геологического строения изученной территории определяются сгруживанием компетентных толщ верхневенд-нижнекембрийских карбонатов при пластичном облекании сформированных дуплексных структур галогенными породами. Подобная картина сопровождается большим количеством обратных элементов залегания, связанных с лежачими крыльями опрокинутых антиклиналей и висячими крыльями лежачих синклиналей.

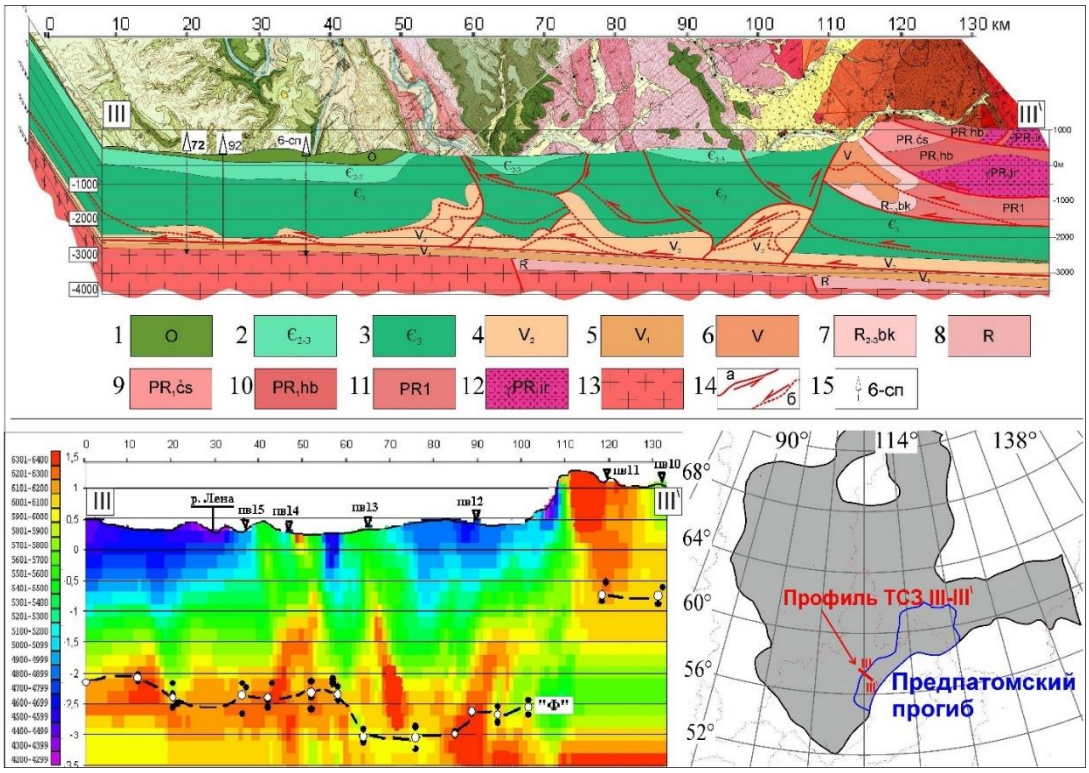


Рисунок 3.13 - Геологическая модель вдоль профиля ТСЗ III-III вкрест простирания фаса Байкало-Патомского нагорья.

Вверху: Геологическая модель по профилю ТСЗ III-III. Внизу: Профиль ТСЗ III-III (АО «Иркутскгеофизика», 2016) [16ф];

Отложения: 1- ордовикские преимущественно терригенные; 2- средне-верхнекембрийские карбонатно-терригенные; 3- нижнекембрийские соленосно-карбонатные; 4- верхневендские карбонатные; 5- нижневендские терригенные; 6- вендские нерасчлененные; 7- рифейский байкальский комплекс терригенно-карбонатный; 8- рифей нерасчлененный; 9- чайская свита, нижний протерозой, вулканогенно-терригенная; 10- хибелинская свита, нижний протерозой, преимущественно вулканогенная; 11- нижний протерозой нерасчлененный; 12- ирельский комплекс гранитоидов, нижний протерозой; 13- кристаллический фундамент платформы; 14- сместители разломов с направлением смещения: а - интерпретируемые по данным геологической съёмки и ТСЗ; б – предполагаемые; 15- глубокие скважины

Перевернутое залегание слоев достаточно уверенно диагностируется по характеру сочленения и соотношению разновозрастных пород и, особенно по перевернутому характеру строматолитовых построек и мелких водорослевых текстур. Карбонаты и дуплексные раздувы характеризуются зонами повышенных скоростей на разрезах ТСЗ. Относительно пониженные скорости характерны для соленосных и выщелоченных толщ нижнего кембрия, возможно, образований более молодого возраста. Дуплексные структуры, сформированные путем сгруживания жестких карбонатных толщ по системе надвигов и обратных надвигов, часто имеют

в своем составе лежачие и опрокинутые складки. Подобные структуры обнажены в предгорной области, где они плохо интерпретируются вследствие высокой степени нарушенности. Наглядно они проявлены в более молодых нижнекембрийских толщах на удалении от фаса нагорья в долинах крупных рек (Рисунок 3.14). В форланде Байкало-Патомской складчатой области выделяется Предпатомский складчато-надвиговый пояс шириной около 200 км и протяженностью свыше 1000 км. Суммарные амплитуды горизонтального смещения аллохтона в его пределах достигают многих десятков километров [71, 107, 137].

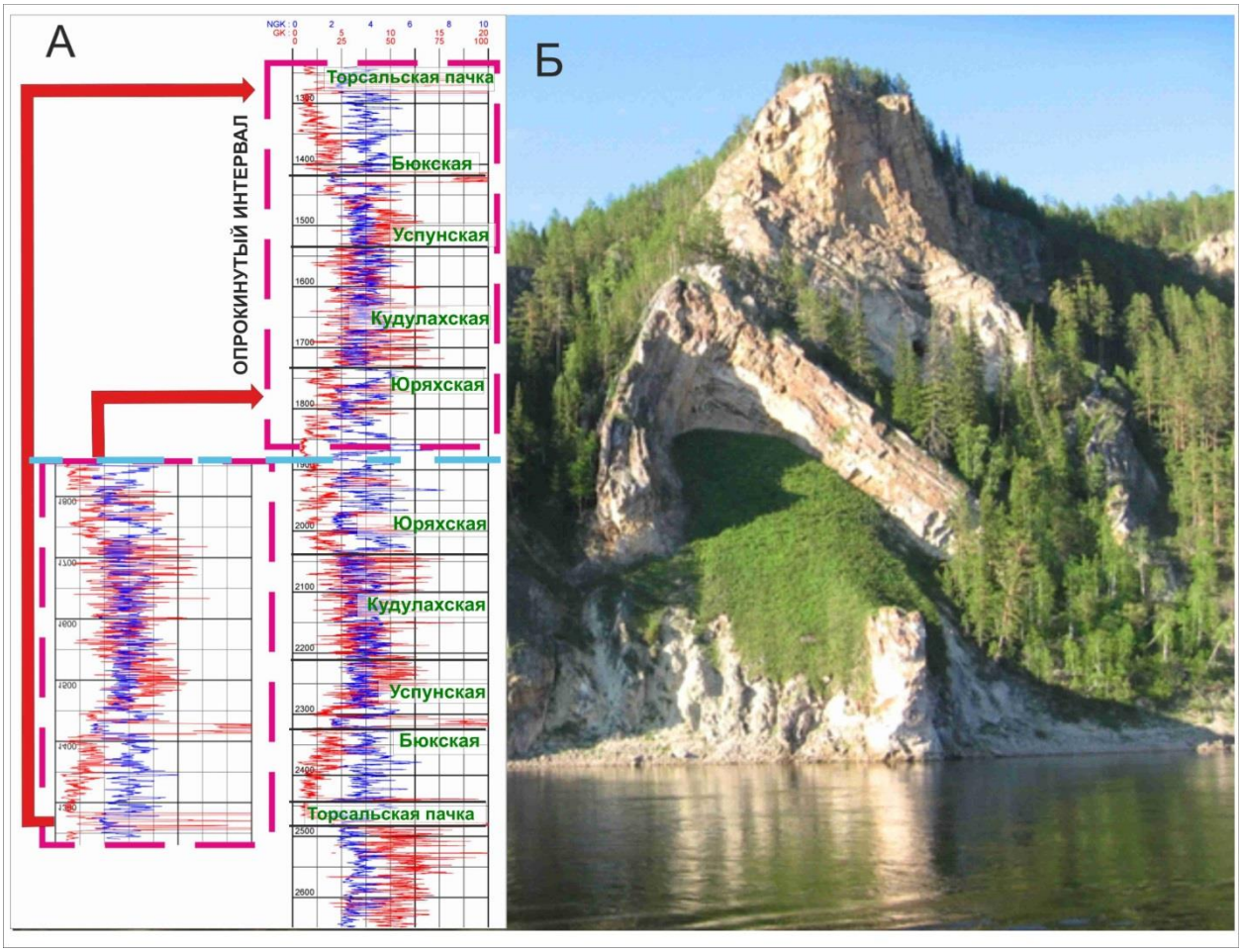


Рисунок 3.14 - Опрокинутые складки в скважине Пеледуйская-753 (А) и в отложениях лимпейской свиты, правый берег р. Лены в 12 км (по прямой) к северо-востоку от Частинских скважин (Б). Фото Карташова А.А., 2012 г.

На разрезах ТСЗ (Рисунок 3.13) зафиксирована отражающая сейсмические волны поверхность на глубине около 1,5 км под складчатыми образованиями Байкало-Патомской складчатой области. Ниже этой поверхности упругие колебания не распространяются, что, вероятнее всего, говорит о наличии менее скоростных пород под высокоскоростной кристаллической пластиной. Полученные результаты хорошо увязываются с представлениями о шарьяжном строении Акитканского «поднятия» и позволяют количественно оценить толщину надвинутой пластины цифрами 1,5-2 км. При этом, как и для других шарьяжей, фронт надвига

имеет инденторное строение, и индентор до настоящего времени, вероятно, не уничтожен денудацией. Подчеркивается ограничение инденторной зоны или вдвигового клина голоустенскими кварцитами, фиксируемыми вдоль всего фаса южной и центральной частей нагорья.

Таким образом, данные ТСЗ после учета геологических особенностей строения Предпатомского прогиба могут быть весьма информативными и позволяют с достаточной детальностью ответить на многие вопросы касательно его тектоники.

Главная поверхность срыва в центральной части Байкало-Патомской области проходит на глубинах около трех километров, полого погружается на юго-юго-восток и, вероятно, может быть представлена торсальскими солями верхнего венда, тирского стратиграфического горизонта. Ниже этого уровня горизонты автохтонного блока также моноклинально погружаются на юго-восток и дислоцированы в гораздо меньшей степени. Выше происходит срыв вендских толщ и их сгруживание в виде многократно повторяющихся одновозрастных пластин. Данный факт хорошо иллюстрируется сдвоенным перевернутым интервалом карбонатного венда в скважине Нижнепеледуйская 753 (Рисунок 3.14). На удалении от фаса нагорья сдвоение и более частое тектоническое пакетирование повторяющихся интервалов, реже перевернутое залегание, фиксируются по результатам описания керна и интерпретации каротажа в таких скважинах, как Отраднинские 314-2 и 314-3, Суларская 2420. Подобные структуры встречены в других прискладчатых платформенных районах Земного шара, например, в Западно-Канадском складчатом поясе, где в отдельных шарьяжных пластинах скважинами и сейсмикой устанавливается до четырех и более масштабных тектонических перекрытий [311]. С учетом весьма близкого геодинамического сходства моделей строения востока Западно-Канадского бассейна (Предкордильерского перикратонного прогиба) и юго-востока Сибирской платформы, а также принимая во внимание слабую геолого-геофизическую изученность нашего района исследований, представляется правильным учитывать главные особенности строения этого хорошо изученного эталона. В числе его основных черт важных для модели Предпатомского прогиба можно назвать вертикальные и горизонтальные размеры и количество генерализованных основных шарьяжных пластин востока Западно-Канадского бассейна, степень дислоцированности осадочных пород, характер и морфологию сместителей шарьяжей.

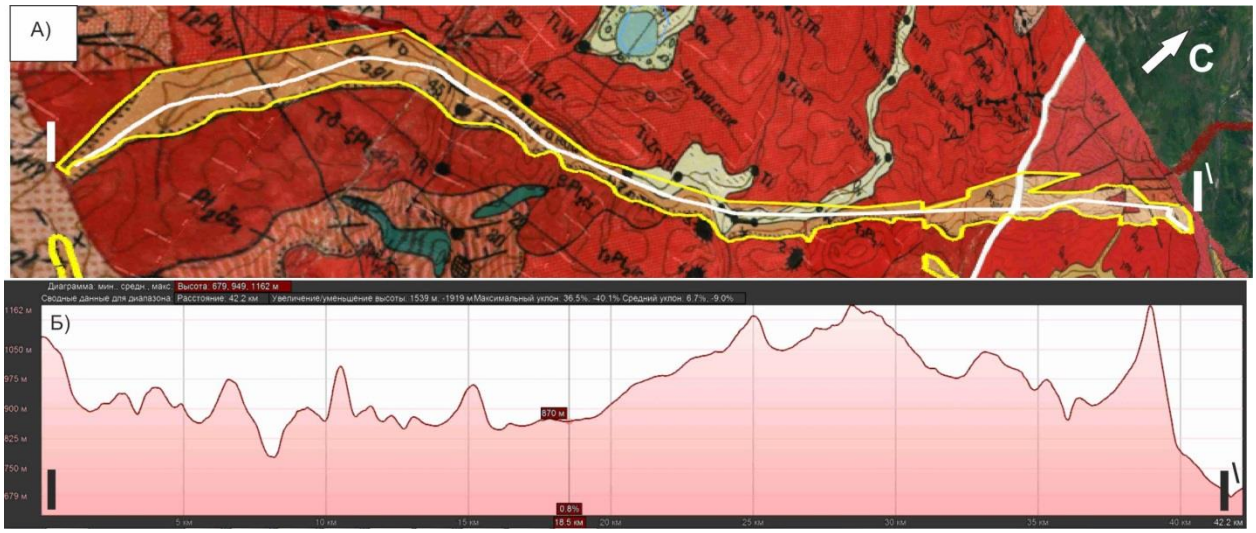


Рисунок 3.15 - Положение Великандинского «грабена» на листе геологической карты О-49-XXVI (А) и продольный гипсометрический профиль его шарнира по линии I-I\.

Характер и размеры шарьяжных пластин Западно-Канадского пояса показывают амплитуду надвигания отдельных пластин до нескольких десятков километров [311]. Суммарно сокращение латеральных размеров осадочного чехла Предкордильерского перикратонного бассейна могло составить величину более 100 километров. При этом общая толщина дислоцированного чехла выросла незначительно, учитывая его сгруживание. Что, вероятно, объясняется активной денудацией. Толщины отдельных пластин составляют первые километры, а степень как пликативной, так и дизъюнктивной дислоцированности на протяжении значительных интервалов (до 20 км) весьма низкая. Автохтонный блок под главным детачментом залегает моноклинально на расстояние более 40 км от фронта шарьяжей. Подобные наблюдения имеют место и в пределах юго-востока Сибирской платформы. Целый ряд линейных выходов якобы верхнерифейских осадочных пород среди сплошного развития высокометаморфизованного «карелия», параллельных фасу нагорья, имеют линейные пропорции до 1х40 км (Рисунок 3.15, выделены желтым цветом). В условиях длительного (каледонская складчатость, порядка 400 млн. лет) постскладчатого развития рельефа их наличие невозможно логично объяснить моделями грабенов, как это делалось до сих пор [60]. Иначе придется признать, что выветривание в этом районе, каким-то образом подстроилось под ундуляцию подошвы грабена (Рисунок 3.15).

Анализ геологических структур Предпатомского прогиба и результаты полевых работ показывают, что небольшие углы наклона «голоустенских песчаников», известные, в том числе, по результатам полевых работ 2012 года в районе Окуньского гольца на р.Чая (около десяти градусов), вероятно, погружающихся под пологий тектонический контакт, близко совпадающий с изогипсой вдоль подошвы передовых гольцов Байкало-Патомского нагорья, свидетельствуют в пользу их тектонокластической природы. Установлено преимущественно обратное (от фаса

надвигов) падение кластических толщ, обусловленное приуроченностью их к обратным надвигам или поддвигам. Подобное строение сопровождается парагенезом отдельных шарьяжных пластин с достаточно крупными брахиформными и линейными синклиналями.

На разрезе Западно-Канадского бассейна эти синклинали имеют свои названия [311]: Свэйл-Крик, Блэк Маунтин и Бигхорн. Строение таких фронтальных синклинальных структур хорошо показано в Альпах на примере синклинали Хольцгау [297]. Они имеют свойство рождаться, эволюционировать и исчезать, воздымаемые в область денудации пододвигающимися массами («ковшами-инденторами» [286]) складчатых поясов, что зафиксировано сейсмическими разрезами в Предверхоянье (см. Рисунок 3.57). Принципиальным моментом является наличие обратного надвига или поддвига во фронтальной части синклинали.

Важность понимания обозначенного структурного парагенеза дуплексов, поддвигов [181] и фронтальных синклиналей представляется тем больше, чем больше мы знакомимся с обнажениями и геофизическими материалами. Действительно, если обратить внимание на разрез ТСЗ (см. Рисунок 3.13), на временные разрезы по профилям «Батолит» и «Витим» (см. Рисунки 3.22, 3.23), на утверждение В.В. Юдина о примате пододвигания перед надвиганием в конвергентных зонах [276], становится очевидной важнейшая и существенно недооцениваемая большинством тектонистов роль поддвигов или обратных надвигов в складчатых поясах и, особенно, периферийных частях платформ. Подобные вдвиговые клинья или инденторы – наблюдаемые на сейсмических разрезах как весьма запоминающиеся образы типа «птичьих клювов» или «рыбьих хвостов», вероятно, являются универсальным признаком фронта шарьяжных пластин. В большинстве случаев они остаются невскрытыми эрозией. Если же они вскрываются на поверхности, то часто полностью уничтожаются денудацией.

Аналогичные поддвиги встречены автором при работах в Предверхоянском перикратонном прогибе [16ф], где они хорошо описаны и изучены якутскими геологами [39, 168]. Подобные структуры, вероятно, могут рассматриваться в качестве признака наличия перед ними со стороны складчатой области сгруживания одновозрастных пластов над детачментом и сочленения этого сгруживания с мало или вовсе ненарушенным разрезом чехла в районе синклинали по сместителю поддвига. Сгруживающиеся пласты поднимают фронтальный борт синклинали и одновременно толкают его вперед, создавая синформу. В случае Предпатомского прогиба хорошо известным является факт получения достаточно качественной сейсмической картины в подобных синклиналях и отсутствие сейсмического материала на участках между ними. Это объясняется, как указывалось выше, сгруживанием пластов над детачментом и, главное, напряженной складчатостью, вплоть до вертикальных элементов залегания пластов во фронтальных частях надвига и обратного надвига (поддвига) в апикальной части над структурой сгруживания (Рисунок 3.16).

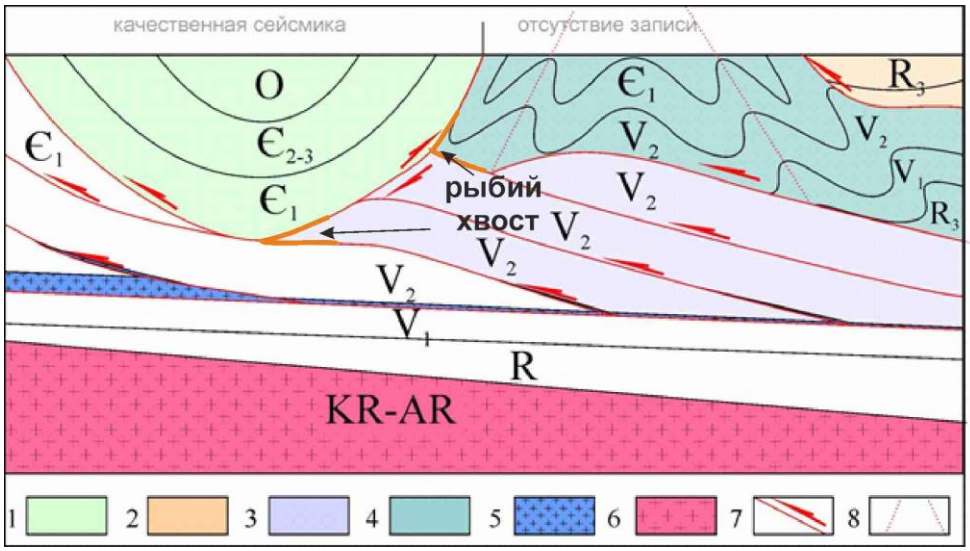


Рисунок 3.16 - Принципиальная модель строения сложно построенного прискладчатого комплекса осадочного чехла Предпатомского прогиба

1-фронтальная синклиналь; 2-шарьяж складчатого обраимления, метаморфизованные толщи, принимаемые за байкальский комплекс; 3-сгруживание чешуй карбонатного межсолевого венда; 4-интенсивно дислоцированный сжатый венд-кембрийский блок; 5-детачмент, представленный тирскими (торсальскими солями); 6-кристаллическое основание; 7-сместители разрывов с указанием смещения; 8-оси лежачих складок.

Важным фактом для установления аналогии тектонического строения и проведения параллелей между моделями различных складчатых областей Земного шара является наличие во многих подобных районах в тыловой части, за осью максимального метаморфизма системы ретронадвигов или крупного обратного надвига с крутым падением сместителя (Периадриатический разлом в Альпах [293], надвиг Большого уступа в Гималаях [329] и др.). Не является исключением в этом плане и Байкало-Патомская складчатая область. Осевая наиболее метаморфизованная часть здесь также представлена Мигматитовой зоной, блоком, имеющим согласно [43] собственное название Чая-Мамско-Чипикетский блок или Мамская пластина. Северо-западный край его надвинут на Чуйский блок по Чуйскому разлому, вероятно, структуры уже Главной сутурной зоны. На юго-востоке на большинстве карт ошибочно показано надвигание рифейских метаморфизованных толщ Олокитского блока, интерпретируемого как палеорифт, на древнее высоко-метаморфизованное основание по Абчадскому разлому. Ошибочность этого подтверждается субвертикальным или слабонаклонным падением на северо-запад сместителя Абчадского разлома, более низким метаморфизмом пород Олокитского блока. Опрокинутые элементы залегания в правом борту р.Тыя и левом борту р.Б.Чуя также указывают на взбросо-надвигание с северо-запада и пододвигание с юго-востока. Интересным является повсеместное наличие в приконтактовой зоне, в лежачем боку Абчадского разлома

маркирующих горизонтов «галечников», которые первоначально предлагалось рассматривать в качестве тектонических образований [234]. Разный возраст свит, внутри которых «мигрируют» эти «конгломераты», повсеместная приуроченность к зонам разломов, лепидогранобластовая структура, сланцеватый характер цемента указывают на их возможное метаморфогенно-тектоническое происхождение. Вероятно, эти «галечники» сформировались в процессе тектонического катаклаза и более сложных слабо изученных процессов, практически не описанных в литературе. Они маркируют региональные субвертикальные зоны обратного взбросового характера - Зону ретронадвигов, принимаемую региональными геологами за рифтогенную синформу - **Олокит-Бодайбинскую палеорифтовую зону.**

Часть подобных тектонокластических проблемных образований, чукчинская свита, относимая ранее к метаморфизованным осадочным толщам в настоящее время в объяснительной записке к геологической карте листа О-49, справедливо, интерпретируется авторами в качестве тектонокластической зоны [43]:

“Кварциты, гранат-ставролит-слюдяные сланцы, относимые к чукчинской свите, являются тектонитами по метаморфитам, гидротермально-метасоматически переработанными (окварцевание, укрупнение зерна) и не свидетельствуют об аркозовом контакте между толщами и крупном несогласии”

Подобные пересмотры характерны по данным того же источника и для аналога чукчинской свиты – пурпольской свиты, выделяемой в составе тепторгинской серии северо-западнее по простиранию линейных структур Байкало-Патома, в районах менее глубинных образований [43]:

“Подтвердилась точка зрения исследователей, отрицавших наличие пурпольской свиты во внутренней зоне – за стратифицированные образования были приняты гидротермально-метасоматические образования по тектонитам в зоне Чуйского разлома на контакте витимской свиты и гранитов чуйско-нечерского комплекса.”

и далее

“Дистен-хлоритоидные, дистен-ставролит-гранатовые кристаллосланцы и слюдистые кварциты свода и юго-восточного склона Чуйского поднятия, относимые ранее к пурпольской свите и ее аналогу – чукчинской, отнесены нами по комплексу признаков к образованиям маломиньского динамометаморфического комплекса подошвенных частей надвиговых зон.”

В связи с этим приведем любопытное наблюдение А.Т.Королькова [96], подтверждающее проблемную природу кварцитов:

“Так называемый аркозовый контакт, по нашим представлениям, имеет сложную гетерогенную природу. В большинстве случаев он является тектоническим и осложнен очень мощно проявленным кремнекислотным метасоматозом. Такие слюдисто-кварцевые метасоматиты хорошо картируются на участке Новый, Пионерка. По сути дела, аркозовые образования — это существенно кварцевые бластомилониты. Такие представления подтверждаются наблюдениями на участках Гранитный, Новый, Пионерка, Калининский.”



Рисунок 3.17 - Выходы на поверхность тектонокластических и автохтонных толщ Предпатомского прогиба и Прибайкалья

1-границы Предпатомского перикратонного прогиба; 2-7 - выходы на поверхность: 2-голоустенской свиты и нижней подсвиты голоустенской свиты в Прибайкалье; 3-пурпольской и чукчинской свит, местами нерасчлененной тепторгинской серии; 4-дешифрированные по космоснимкам выходы тектонокластитов; 5-ченчинской свит; 6-кумахулахской свиты; 7-нижняя подсерия патомской серии; 8-автодороги

Поскольку закартированные выходы и чукчинской, и пурпольской свит не только весьма компактны вкрест простирания (толщины до нескольких сотен метров), но и геодинамически выдержаны (часто приурочены к контактовым частям гранитоидных пластин) характер прослеживания и взаимопереходов может быть уверенно проинтерпретирован и использован при тектонических построениях. Например, надежно фиксируется переход пурпольской и медвежевской свит листа О-49-XVII в чукчинскую свиту листа О-49-XXIII с прослеживанием маркирующего горизонта сложенного дистен- и ставролитсодержащими сланцами и гнейсами [170, 237]. В регионе масштабно проявлены процессы динамического метаморфизма и катаклаза, но отдельные тектоногенные толщи обладают размерами, резко выделяющими их на фоне общей массы подобных структур. Именно они использованы для построения геологической модели

региона.

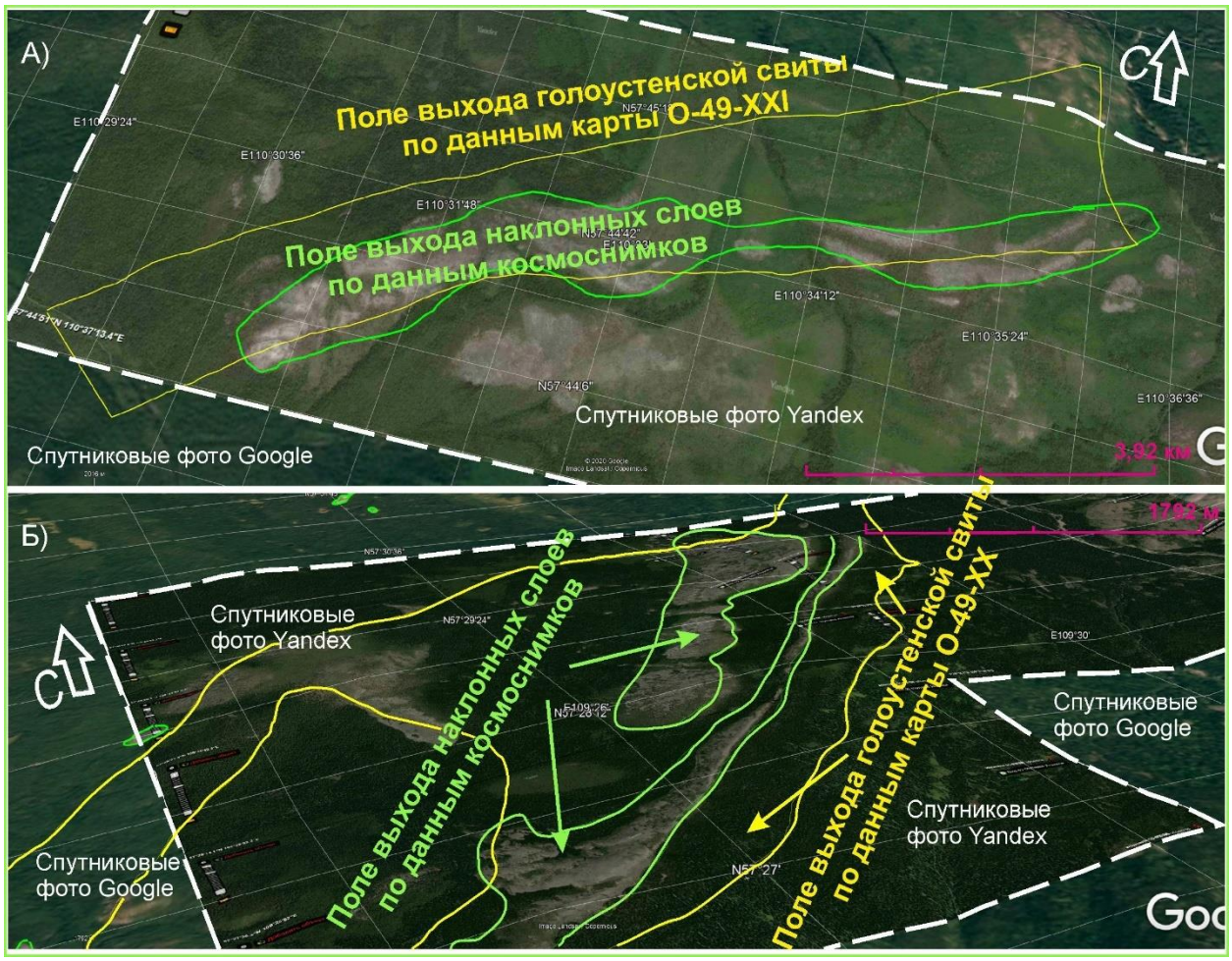


Рисунок 3.18 - Интерпретация геологии Предпатомского прогиба по данным геологических карт и спутниковых фотоснимков

А) выходы голоустенской свиты среди нижнепротерозойских толщ в верховьях р.Лимпея (прав. приток р. Чая); Б) выходы голоустенской свиты по периферии нижнепротерозойских толщ в междуречье рр.Чечуй и Сред Рассоха

В созданном для интерпретации комплексных данных в программе Google Earth интерпретационном проекте на трехмерной основе земной поверхности совмещены спутниковые снимки из различных доступных систем Google, Bing и Yandex, геологические карты двухсоттысячного и миллионного масштаба, данные собственных полевых наблюдений и расположения линий сейсмических профилей. Одним из основных способов интерпретации стало вынесение на спутниковую основу закартированных выходов проблемных тектонокластических и автохтонных образований (Рисунки 3.17, 3.18). К таковым отнесены:

1. породы пурпольской и чукчинской свит по данным собственных сопоставлений и пояснительной записки к геологическим картам [43];

2. породы всей голоустенской свиты в Предпатомском прогибе и её нижней подсвиты в Прибайкалье по данным собственных полевых наблюдений, структурных интерпретаций данных геологических карт и спутниковых снимков;
3. баракунской свиты, нижней подсерии патомской серии, как продолжение голоустенских «песчаников» в северном направлении в Предпатомском прогибе [19ф];
4. породы ченчинской свиты в среднем течении р.Б.Чуя по данным структурных интерпретаций данных геологических карт и спутниковых снимков;
5. темноцветные глинистые сланцы кумахулахской (баракунской) свиты на востоке территории по данным структурных интерпретаций материалов геологических карт.

Указанные толщи хорошо маркируют зоны главных плоскостей смещения тектонических пластин относительно друг друга. По ним происходит смена различных формационных комплексов. Ченчинская свита выполняет тектонические окна во врезах долины реки Большая Чуя (Барагдинский «грабен»). Кумухулахская свита обнажена в автохтоне юга Берёзовской впадины, в том числе и в экзоконтакте Мурунского интрузивного массива, и также демонстрирует значительную степень метагенетической измененности. Они достаточно уверенно дешифрируются с помощью различных способов. Результаты дешифрирования коррелируют не только с нашими полевыми наблюдениями, но и с минерагеническими приложениями к картам миллионного масштаба и с материалами геофизических наблюдений, в первую очередь, сейсмических профилей.

Геодинамическая модель Байкало-Патомской складчатой области

В 2016 году по результатам наших исследований в рамках объекта госзаказа 7Ф-14 были предложены сухопутные сейсмические наблюдения, увязанные с проведением исследований по глубинному сейсмическому речному профилю по реке Витим, с пересечением основных структур юго-юго-восточного складчатого обрамления Сибирской платформы. Наземные сейсмические исследования оказались не выполнены подрядчиком «Росгеология» по субъективным причинам, но профиль «Витим» протяженностью 173,879 км, по р. Витим между пос. Мама и устьем р. Пеледуй отработан и проинтерпретирован организациями «Луч» и СНИИГГиМС. В диссертации представлена существенно отличная от трактовки указанных исполнителей интерпретация, выполненная с учетом влияния процессов метаморфизма, катаклаза и аналогий с эталонными разрезами мира.

Профиль «Витим» впервые показал временную картину внутренней весьма сложно построенной части чехла Предпатомского перикратонного прогиба глубиной до 6,5 секунд во временном масштабе. На всем его маршруте нет ни одной скважины, однако относительно крутые углы выхода стратифицированных толщ позволяют увязать поверхностную геологию с

сейсмической картиной и восстановить геологическое строение этого участка. Имеется всего один региональный сейсмический профиль «Батолит», пересекающий профиль «Витим» на р. Лена в 4 км ниже устья р. Витим. Однако несмотря на то, что «Батолит» привязан к скважинам, это не очень помогает интерпретации, поскольку качество его сейсмического материала в месте пересечения с профилем «Витим» весьма невысокое.

На профиле «Витим» наблюдается достаточно трудно интерпретируемая временная сейсмическая картина (Рисунок 3.19). Особенно сложное строение имеет южная часть разреза от пос. Мама до выхода на дневную поверхность регионального Малочуйско-Пилкинского надвига. Здесь развиты кристаллические породы и, как считается съемщиками, рифея, совершенно не изученные сейсморазведкой. Первые 64 км с юга маршрут идет по тектоническому покрову, представленному интрузивными кислыми породами, как интерпретировалось до сегодняшнего времени, нижнего протерозоя.

Однако при этом и на основании временной картины, и на основании вскрытия в тальвеге р.Витим основания этого покрова, представленного конгломератами витимской свиты, представляется, что его подошва залегает весьма неглубоко и имеет субгоризонтальный характер (см. Рисунок 3.25). Это типичные стратиформные или синкинематические граниты по Э.Рагену [185]. Другим подтверждением этого факта является выход в 13 км на запад от профиля, так называемого Лакатыкского тектонического окна, в котором обнажаются, вероятно венд-кембрийские, толщи ченчинской и жербинской свит (см. Рисунок 3.25).

Следующие 47 км профиль проходит по руслу Витима, по берегам которого выходят метаосадочные, метаморфизованные отложения, балаганахской, дальнетайгинской и жуинской серий в соответствии с легендой карты рифейского возраста, и далее до конца профиля 62 км по осадочным породам рифея, венда, кембрия и нижнего ордовика.

Верхний тектонический покров на протяжении 9,5 км обрамляется толщей пород балаганахской серии рифея (?) с северо-запада с доминированием ее опрокинутого залегания. Далее на северо-запад профиль около 15 км идет вкрест простирания более молодых пород дальнетайгинской и жуинской серий, местами перекрытых останцами преимущественно терригенной жербинской свиты венда. Сейсмический образ отложений этих серий характеризуется осложнённостью круто наклонными разрывами с проявлениями сланцеватости. Хорошо различимые на временных разрезах оси синфазности, вероятно, во многом могут являться отражением кливажа осевых поверхностей параллельного осям лежачих складок. Описываемый интервал маршрута ограничен региональным Малочуйско-Пилкинским разломом надвигово-поддвиговой, также инденторной природы.

Затем река под прямым углом поворачивает на северо-восток и на протяжении 13 км до устья правого притока р. Витим Верхняя Язовая следует субпараллельно Малочуйско-

Пилкинскому разлому. Вследствие чего сместитель разлома на профиле приобрел извилистую конфигурацию. Выпуклое на запад положение приустьевой части р. Витим и р. Лены ниже устья р. Витим обусловило двукратное пересечение профилем меридионального Вилюйско-Мархинского регионального разлома.

Для интерпретации сейсмических данных весьма продуктивным является комплексирование сейсмики с электроразведочными материалами МТЗ. Наглядна высокая сходимость и взаимная дополняемость разрезов времен и электропроводимости (Рисунок 3.20). Особенно четко фиксируется как бы разваливающаяся в две стороны яркая зона аномальной проводимости на пикетах 1350-1440 км, однозначно сопоставляемая с Мигматитовой зоной. По данным геологической съемки, на поверхности этот развал подтверждается элементами залегания, как считают региональные геологи, структур «дорифейского складчатого основания» Мамского и Чипикетского «отдельных гранитоидно-метаморфических поднятий» [77] или Чая-Мамско-Чипикетской «блока-пластины» Миня-Мамско-Чипикетского «краевого выступа дорифейского фундамента» [79]. На самом деле, вероятнее всего, Мигматитовая зона является ядром сложного комплексного дуплекса, надвиговой стогообразной структуры, в котором обнажаются первоначально преимущественно древние коровые, впоследствии в каледонское время в значительной мере выдавленные к поверхности, анатектически переплавленные образования конвергирующих плит. В северной части Мигматитовой зоны граниты по данным геологической карты имеют ордовик-силурийский возраст. Южнее аналогичные интрузии причислены к карелидам [43]. Вероятнее всего, имеет место недостаточная проработка и учёт всех вопросов генезиса цирконов в гранитных интрузиях. Имеются исследования, показывающие необходимость детального рассмотрения подобных аспектов [322]. Показано, что в подобных случаях необходимо устанавливать возраст по наиболее молодым зонам циркона, определённым методом SHRIMP. В нашем случае это ордовик-силурийский каледонский возраст складчатости. Это близко соответствуют выводам В. С. Федоровского, сделанным для складчатых комплексов Приольхонья [247].

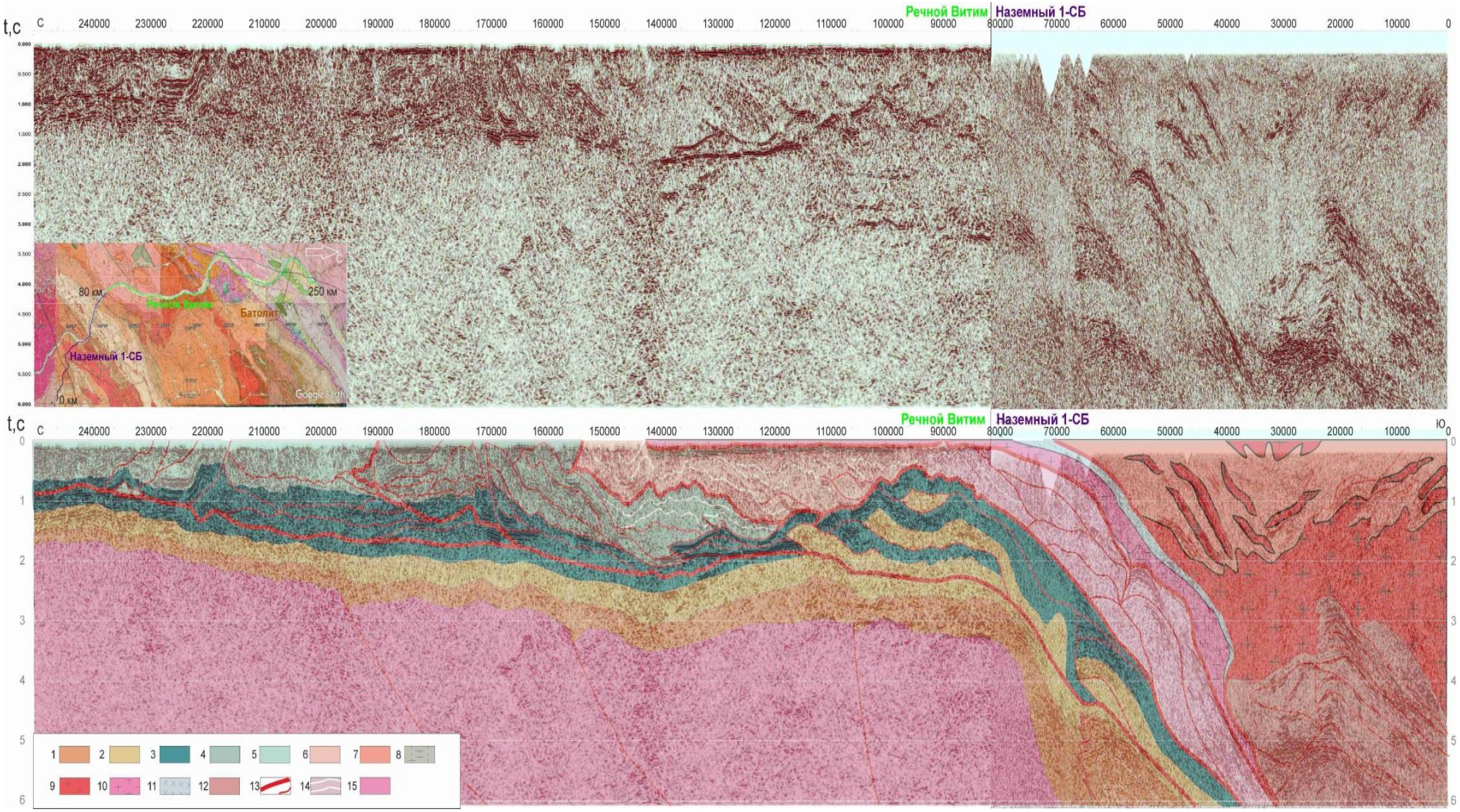


Рисунок 3.19 - Временной разрез по сейсмическому композитному профилю «Витим-1СБ» (вверху) и его геологическая интерпретация. Положение профиля см на Рисунке 3.23

Условные обозначения к Рисунку 3.19. на след. странице

1-верхнерифейские толщи; 2-терригенные образования нижнего венда; 4-верхний венд, тирский и даниловский стратиграфические горизонты; 4- слабо метаморфизованные дислоцированные толщи венда-палеозоя; 5-неметаморфизованные соленосно-карбонатные часто выщелоченные толщи нижнего палеозоя; 6- интенсивно метаморфизованные зеленосланцевые-амфиболитовые-гранулитовые интенсивно дислоцированные толщи рифея-палеозоя, частично фундамента, подошвенная часть Главной сутурной зоны; 7-метаморфизованные и интенсивно дислоцированные толщи рифея-палеозоя, частично фундамента, Метаосадочная зона; 8-тектонокластиты подошвы Теплового канала течения, Channel Flaw; 9-граниты-мигматиты очага Мигматитовой зоны; 10- синколлизионные граниты Главной сутурной зоны, Теплового канала течения, Channel Flow; 11-тектонокластиты тепторгинской серии кровельной части Главной сутурной зоны, Теплового канала течения, Channel Flaw; 12-стогообразное сгруживание пород нижней коры конвергентных плит, субстрат Мигматитовой зоны; 13-главные и второстепенные разрывы дешифрируемые по форме сейсмических отражений; 14-предполагаемые поверхности динамо-метаморфического рассланцевания; 15-породы фундамента Сибирской платформы.

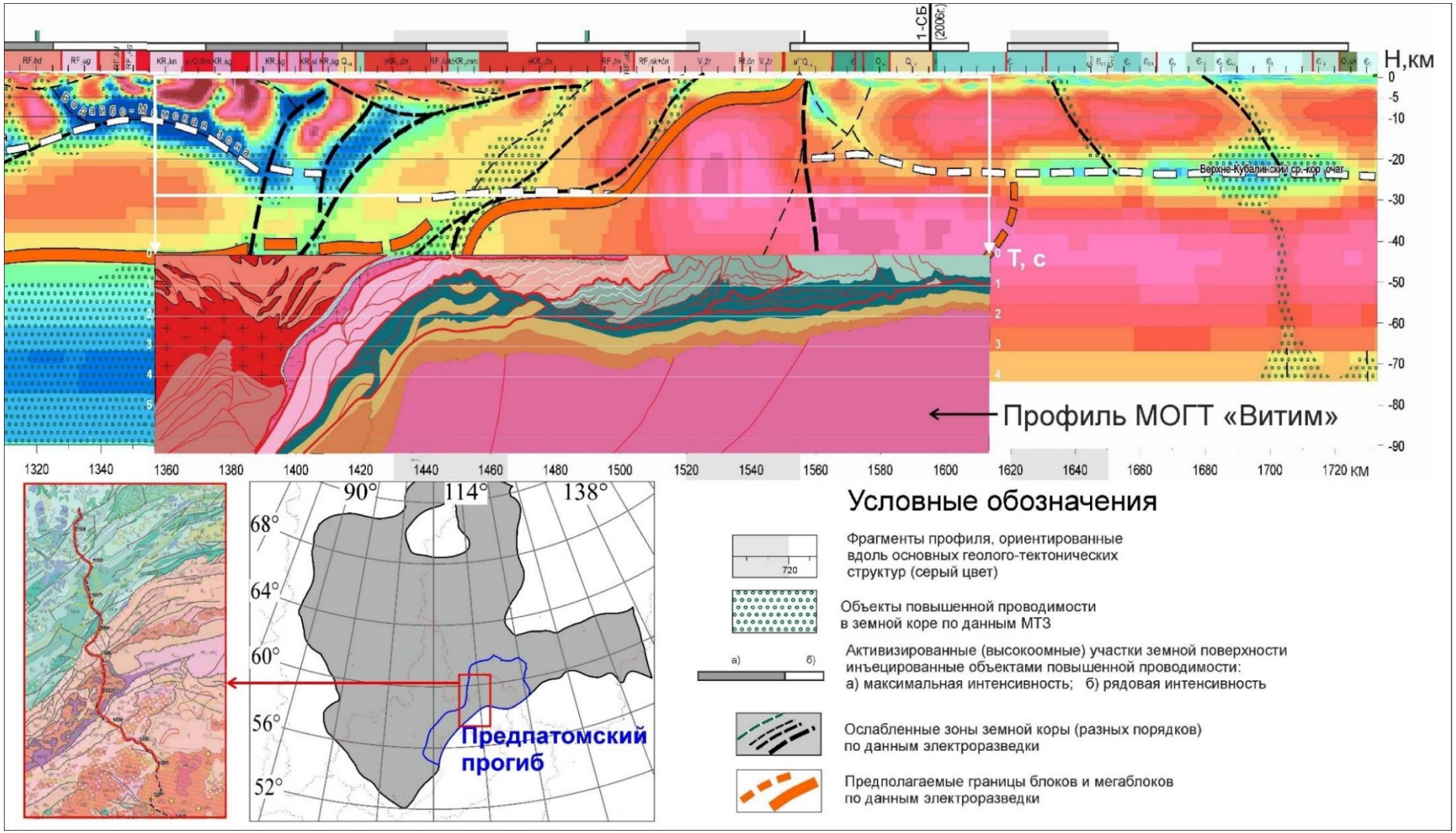


Рисунок 3.20 - Совмещение по горизонтали сейсмогеологического разреза по композитному профиль «Витим-1СБ» и глубинного разреза МТЗ по профилю 1-СБ (с использованием материалов ООО «Северо-Запад»)

Условные обозначения см. на Рисунке 3.19

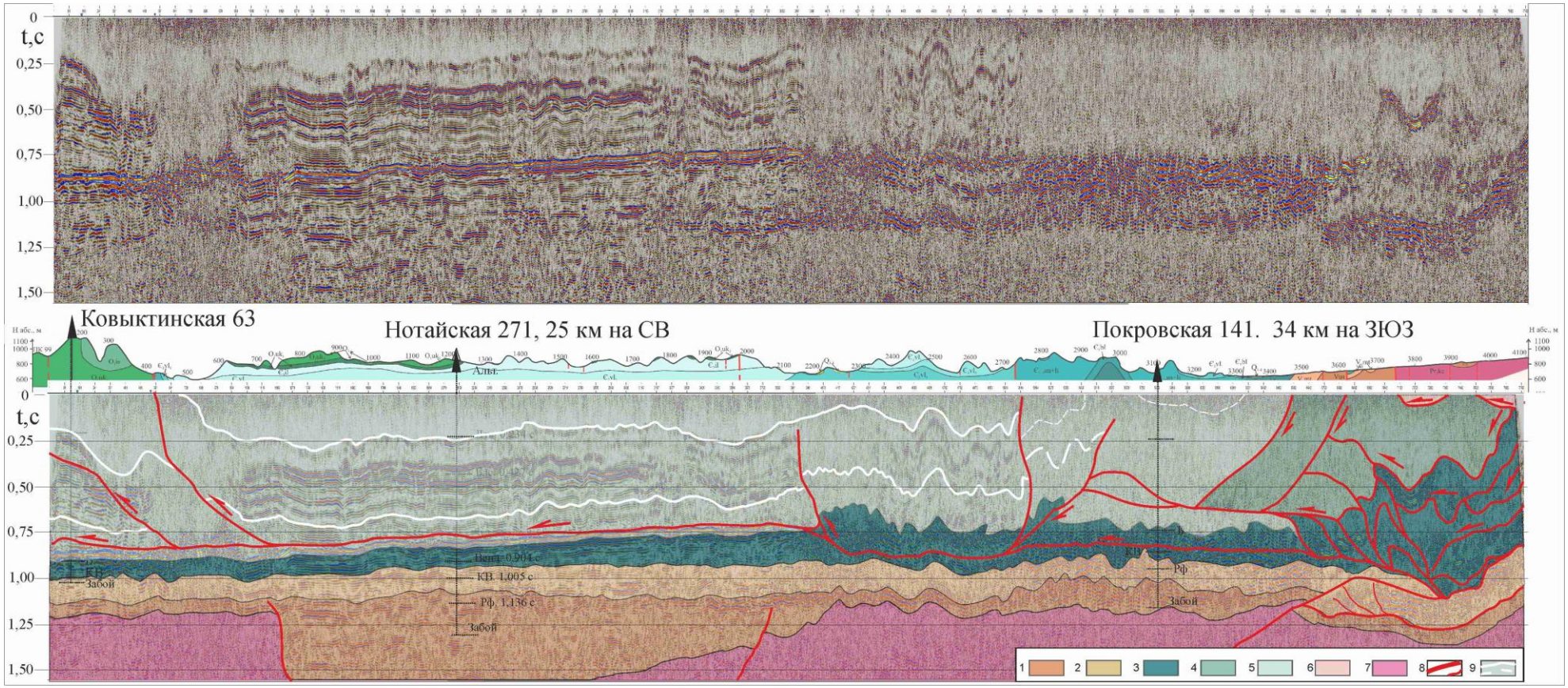


Рисунок 3.21 - Временной разрез по сейсмическому профилю «Ковыкта-Прибайкалье» (вверху) и его геологическая интерпретация

Положение профиля см на Рисунке 3.23.

Условные обозначения к Рисунку 3.21. на след. странице

1-верхнерифейские толщи; 2-терригенные образования нижнего венда; 4-верхний венд, тирский и даниловский стратиграфические горизонты; 4- слабо метаморфизованные дислоцированные толщи венда-палеозоя; 5-неметаморфизованные соленосно-карбонатные часто выщелоченные толщи нижнего палеозоя; 6- метаморфизованные толщи рифея-венда (зеленосланцевая фация); 7- породы фундамента Сибирской платформы; 8-главные и второстепенные разрывы, дешифрируемые по форме сейсмических отражений; 9-предполагаемые стратиграфические поверхности

Наряду с профилем по реке Витим качеством материала и информативностью выделяется сейсмопрофиль от скважины Ковыктинская 63 до Прибайкальского прогиба («Ковыкта-Прибайкалье»). Профиль прошел от глубокой скважины Ковыктинская 63 и в непосредственной близости от скважин Нотайская 271 и Покровская 141. Кроме того, это ближайший к скважине Прибайкальская 1 сейсмический разрез с поддающейся интерпретации временной картиной (Рисунок 3.21).

На профиле «Ковыкта-Прибайкалье», также, как и на профиле «Витим», в южной прискладчатой части в районе пикетов CDP 7042-7442 ясно дешифрируются дуплексные сгруживания карбонатного венда (положение см. на Рисунке 3.23.). Весьма вероятно, что это те же самые сгруживания улунтуйских строматолитовых известняков, что наблюдаются в обнажениях оз. Байкал в Кадильно-Голоустенской и Куртунской структурах (см. рисунки 3.22, 3.41). Аналогии тектонического строения и пространственная прослеживаемость делают это предположение весьма вероятным.



Рисунок 3.22 - Кадильно-Голоустенская дуплексная структура

Фото автора с разных ракурсов. Положение см. на Рисунке 3.23

И на профиле «Витим», и на профиле «Ковыкта-Прибайкалье» наблюдается эволюция осадочных первоначально весьма компетентных карбонатных толщ венда, возможно и верхнего рифея, в сланцевые (существенно флишоидные, «флишевые») дуплексы-сгруживания типа «машвэд». Такие структуры показаны автором в опубликованной работе [27]. На тектонокластический характер подобных образований, в частности тепторгинской серии, указывается в записке к новому листу О-49 [43]. Принимаемые в настоящее время объяснения парагенеза конгломератовых, песчанистых и глинистых толщ, с одной стороны, и сместителей шарьяжей, с другой, состоят в ослабленности определенных горизонтов осадочных пород и соответственно, в расположенности к развитию внутри таких страт горизонтальных срывов [319]. Напротив, наши выводы указывают на вторичность кластических толщ по отношению к динамически активным зонам сместителей, как это и предполагалось некоторым геологами-съёмщиками (Великославинский, 1957; Казаков, 1953) для данного региона ещё в самом начале исследований [234].

При этом, несмотря на различный подход к вопросу генезиса флишоидных и молассовых толщ, характерным является общее понимания сочленения разноформационных комплексов, часто посредством тектонических инденторов или вдвигов, представляющих собой комбинацию шарьяжного срыва и сместителя обратного надвига, читаемых на сейсмических профилях в сейсмообразе «рыбьего хвоста» (см. Рисунок 3.16). Например, в случае Альпийского орогена таким образом сочленятся флишевый, автохтонный молассовый и черепичный молассовый формационные комплексы [313]

По результатам интерпретации сейсмических профилей «Ковыкта-Прибайкалье» и «Витим», реконструкций залегания стратифицированных толщ, по материалам космических фотоснимков и на основании анализа разномасштабных геологических карт построена геодинамическая схема Байкало-Патомского региона (Рисунок 3.23). По масштабам надвигания, степени дислоцированности и метаморфизма различных надвиговых пластин Байкало-Патомская каледонская складчатая область весьма близкородственна другим складчатым областям мира, и, в частности, каледонидам Скандинавского полуострова (Рисунок 3.24). Из сравнения этих складчатых поясов заметны аналогии между выходящими в осевой части Байкало-Патомской складчатой области высокометаморфизованными, в значительной степени расплавленными образованиями Мигматитовой зоны или Чая-Мамско-Чипикетским «блоком-пластиной» Миня-Мамско-Чипикетского «краевого выступа дорифейского фундамента» и комплексом пластины Севе. Другие два блока-пластины этого «выступа» Акитканская и Чуйская интерпретируются как Главная сутурная зона весьма выдержанной и относительно малой (в районе р. Витим составляющей несколько сотен метров) толщины (Рисунок 3.25).

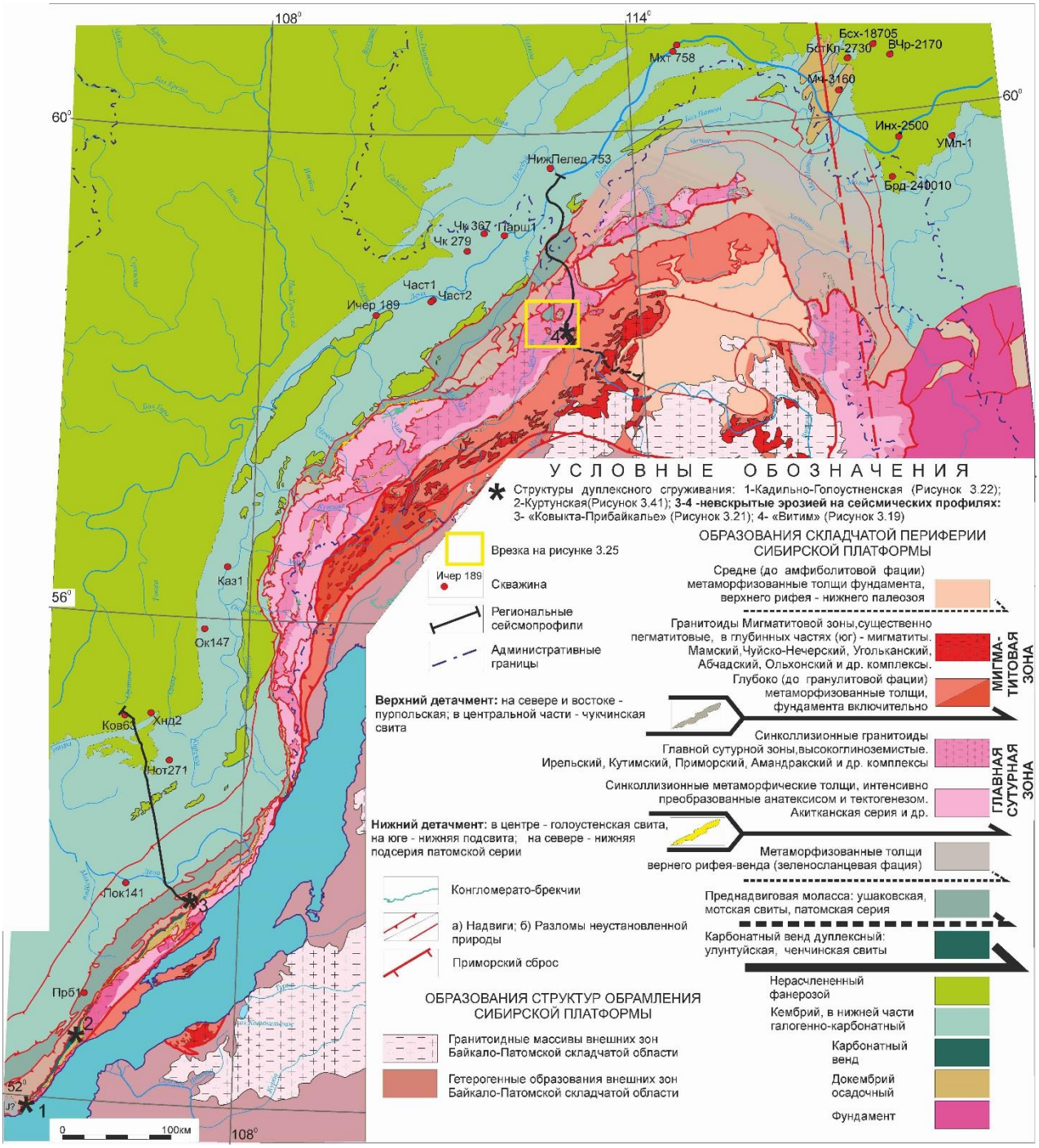


Рисунок 3.23 - Геодинамическая схема юго-юго-восточной периферии Сибирской платформы и её складчатого обрамления

По наличию синколлизионных гранитов, называемых скандинавскими геологами милонитовыми [307], а Э.Рагеном - стратиформными и синкинематическими [185], а также псаммитов (вероятно, тектонокластитов) и роев даек, Главная сутурная зона Байкало-Патома сопоставляется в случае Скандинавии с пластиной Сарв, также перекрываемой высокометаморфизованными толщами шарьяжа Севе.

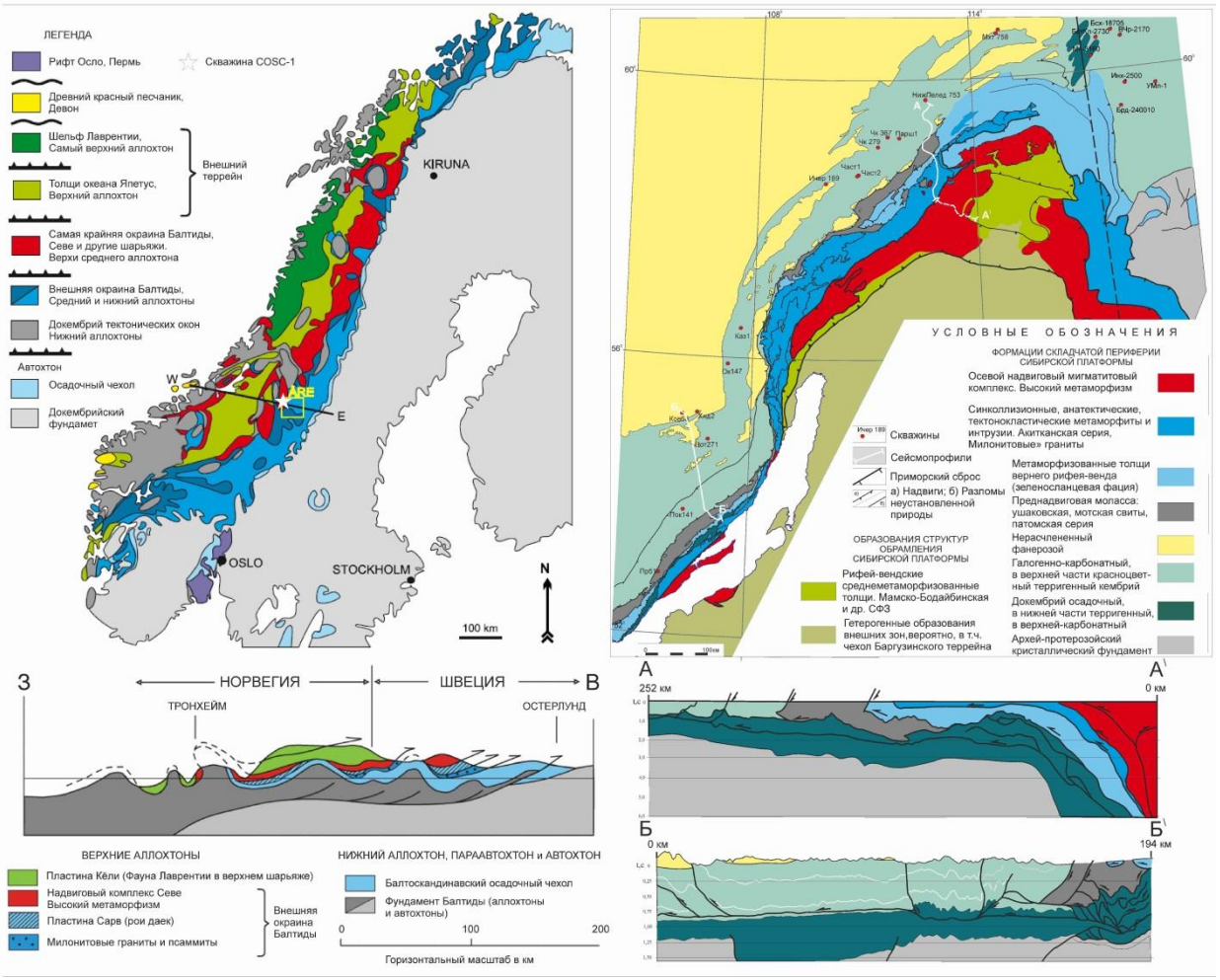


Рисунок 3.24 - Сравнение тектонического строения Байкало-Патомской и Скандинавской Каледонской [307] складчатых областей

Тектонокластиты в нашем районе представлены в тыловой приосевой части складчатой области нижней частью тепторгинской серии: пурпольской и чукчинской свитами. Во фронтальной зоне вкрест и по простиранию в центре складчатой области это «песчаники» голоустенской свиты, на юге – её нижней подсвиты. Соответствующие «роям даек» пластины Сарв серии силлов чайского долеритового комплекса и метадиабазов медвежевской свиты также обычно перекрывают тектонокластические формирования (Рисунок 3.26). Такая же последовательность характерна для подошвы Главной сутурной зоны, где в непосредственной близости к шарьяжу выходят мощные толщи голоустенских «оспенных» кварцитов. Возле них (возможно, над ними) залегают чайские диабазовые силлы, перемежающиеся слоями и мощными линзами, вероятно, тектонических конгломератов акитканской серии [63, 187]. Направление изменения зональности от кластитов к диабазам и элементы залегания диабазовых тел подчеркивают поддвиговый характер главной разломной зоны, разделяющей комплексы шарьяжных пластин и обнажающейся в фасе нагорья. По этим данным она падает по азимуту 320^0 с углами наклона $20\text{-}30^0$.

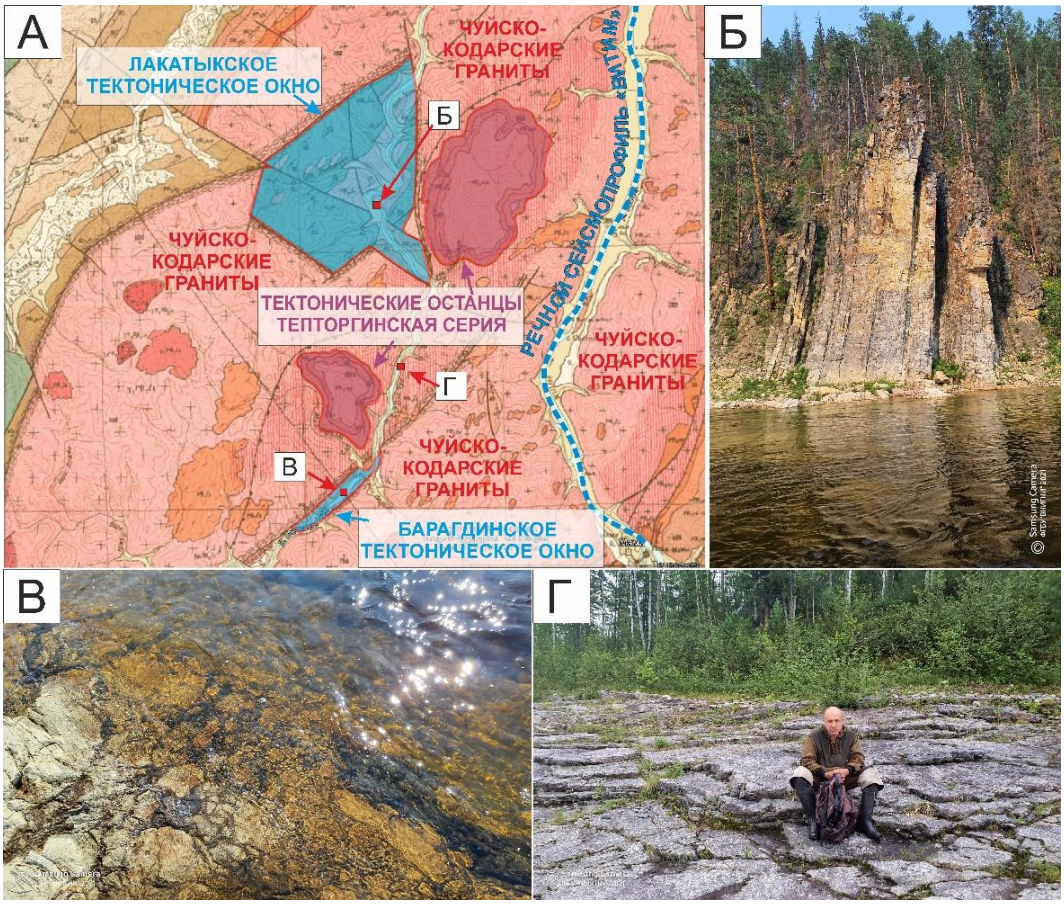


Рисунок 3.25 - Фрагмент интерпретационного проекта с участком листа геологической карты О-49-XVII [170]

Положение см. на Рисунке 3.23

Определяется толщина синколлизионных («милонитовых», по аналогии со Скандинавией) гранитов, «зажатых» между останцами патомской и тепторгинской и окнами патомской серии и Лакатыкским окном (А) геологическая карта с тектоническими окнами и останцами; (Б) выход окварцованных дислоцированных толщ ченчинской свиты; (В) битумопроявления в Барагдинском тектоническом окне; (Г) пластовые синколлизионные граниты чуйско-кодарского комплекса.

Подобные генетические взаимосвязи и парагенетические ассоциации наглядно проявлены по всей территории Байкало-Патомской складчатой области и, даже, по различным зонам (например, ондокская тектонокластическая и сыннырская существенно диабазовая свиты Зоны ретронадвигов) и в Прибайкалье (голоустенская свита и озерский комплекс основных пород) и представляют богатейший научный материал для слабо разработанной и весьма перспективной области геологии [111, 157, 279]. Стоит отметить, что для Русской платформы на метаморфогенный генезис «пирокластики» и «базальтов» изяславской свиты и кварцитовидных песчаников горбашевской свиты рифейского возраста указывала О.В.Крашенинникова [99]. Эти

данные подкрепляются весьма глубокими исследованиями взаимоотношений и характера выделений минеральных агрегатов в шлифах [99].

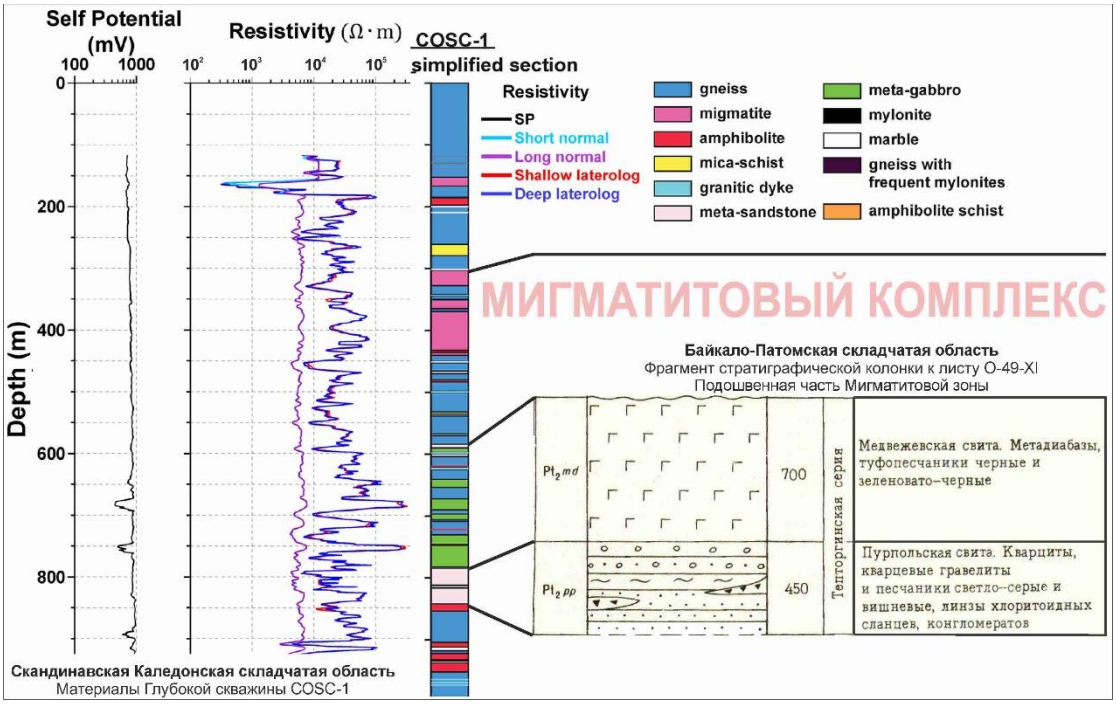


Рисунок 3.26 - Характерная петрологическая (литологическая) зональность подошвенных интервалов шарьяжных пластин [309, 341]

По материалам геологической съемки в рамках листа O-49-XI (Байкало-Патомская складчатая область) и по данным бурения скважины COSC-1 (Скандинавский Каледонский складчатый пояс, положение скважины см. на Рисунке 3.24)

Геодинамическая модель Прибайкальского региона

Таким образом, подошвенный и кровельный срывы (детачменты), ограничивающие сверху и снизу Главную Сутурную зону, определяются достаточно уверенно по материалам геологической съемки двухсоттысячного масштаба, как однотипные серии, представленные в нижней части кварцитовидными «метапесчаниками», по факту тектонокластитами, в верхней - существенно метадиабазовыми образованиями. Само тело Главной Сутурной зоны представлено существенно «терригенными», «конгломератовыми», фельзитовыми «эффузивными» от основных до кислых, «милонитовыми» гранитоидными синколлизионными образованиями. В северной части Главная Сутура как бы подползает под чехол платформы, в то время как на юге она в виде дуплекса, сохранившегося от денудации (обусловленной байкальским начальным рифтогенным воздыманием) взброшена в западном направлении на чехол, а в восточном - своей корневой частью погружается на восток достаточно круто. С учетом представлений о рифтогенных процессах [286] напрашивается вывод, что южная часть Сибирской платформы

претерпела достаточно сильное воздымание, в результате которого были уничтожены значительные фронтальные и верхние части надвиговых пластин. Эти процессы предрифтового воздымания привели к некоторому выполаживанию погружающихся на юго-запад сместителей надвигов, или, вернее, поддвигов (Рисунок 3.27 В). Последующей денудацией верхние части орогена были в значительной мере уничтожены.

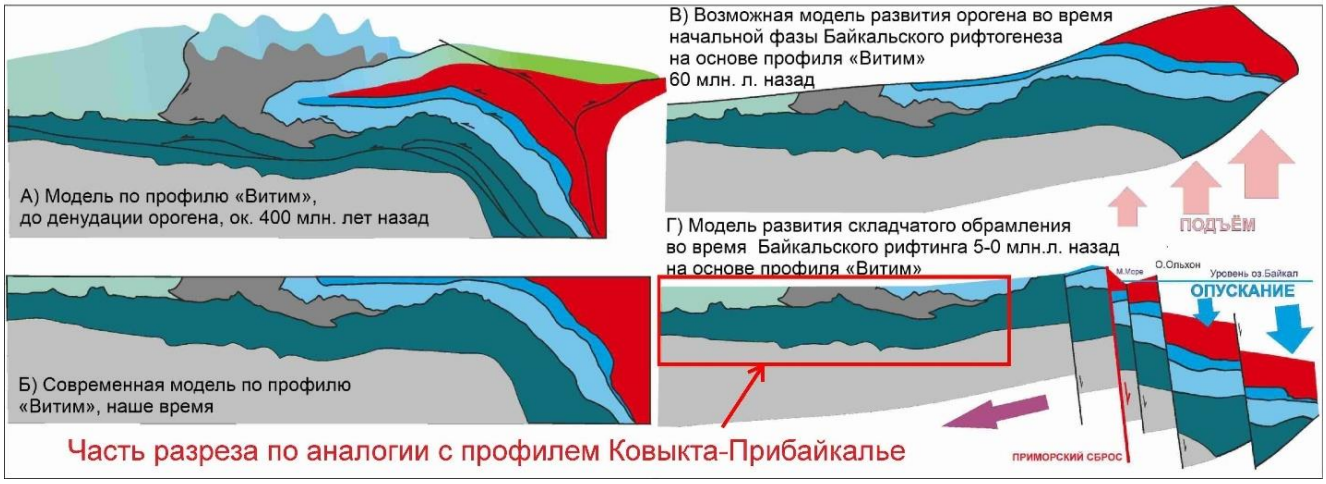


Рисунок 3.27 - Постколлизионные предрифтогенная денудация аллохтона южной окраины Сибирской платформы

Условные обозначения к Рисунку 3.27. на Рисунке 3.24.

Подтверждения сделанным выводам имеются в опубликованной литературе. В частности в работе Буслова М.М. [25] приводятся результаты *трекового анализа по апатиту,* указывающие на то, что Баргузинский хребет, входящий в систему Прибайкальских орогенов, интенсивно воздымался (фаза быстрого охлаждения) в период 65-50 млн. лет (плиоцен—ранний эоцен). В этот промежуток времени общая амплитуда его поднятия оценивается М.М. Бусловым величиной около 2 км.

Кроме того, известны результаты интерпретации данных геологического картирования, по которым геологическая модель структуры Луговая в северо-западном Прибайкалье представляет собой тектонический останец или клип, реликтовый фрагмент денудированного аллохтона [2].

В последующие этапы развития, особенно в последние миллионы лет центральные осевые части рифтогенной Байкальской зоны испытали резкие проседания по системе листрических сбросов нескольких рифтогенных впадин типа пулл-апартов. Одним из крупнейших подобных сбросов является Приморский разлом, вероятно, ошибочно рассматриваемый В.С. Федоровским в качестве чистого регионального сдвига нераскрытой кинематики и одновременно коллизионного краевого шва Сибирской платформы [247].

Возможно, Приморский сброс является самым обнаженным и доступным для наблюдений из многочисленных сбросов, установивших окончательное сегодняшнее положение и взаимоотношение прошедших сложную историю развития коллизионных шарьяжных пластин складчатого обрамления юга Сибирской платформы. Характер и последовательность подобных метаморфоз отображены на рисунке 3.27.

Общая геодинамическая модель юго-юго-восточной периферии Сибирской платформы. Выводы

Выполненные геологические реконструкции позволяют рассматривать, казалось бы, достаточно различные в плане геологического строения регионы Прибайкалья и Предпатома, как части единого складчатого пояса каледонского возраста. Особенности геологического строения, отличающие их друг от друга, вероятно, обусловлены различной историей постскладчатого развития. Прибайкалье оказалось ближе к активным орогенным областям Центрально-Азиатского региона, в свою очередь, возникшим в результате воздействия Индийской платформы на Евразийский континент. Как справедливо указывает М.М. Буслов [25]:

"…структуры южного обрамления Сибирской платформы и ее осадочного выполнения, в том числе Байкальская рифтовая зона, сформированы в результате дальнего воздействия двух коллизионных событий, связанных с продолжительной конвергенцией Северо-Китайского и Индийского континентов с Евразией, произошедших соответственно в поздней юре—палеоцене и кайнозое.
Собственно Байкальская система сдвигов и сопряженных рифтов сформирована в плиоцен-четвертичное время как результат дальнего воздействия Индо-Евразийской коллизии."

Этот процесс неравномерно отразился на когда-то однотипно или весьма близко геологически построенном складчатом поясе каледонид юго-восточного обрамления и периферийных частей Сибирской платформы.

Юго-западная часть этого пояса, ближе расположенная к очагу генерации косых тангенциальных движений коры, оказалась приподнятой и испытала значительные денудации, обнажившие глубинные автохтонные и парааутохтонные комплексы, корневые части поддвигов и надвиговых пластин (см. Рисунки 3.23, 3.27). На поверхность оказались выведены базальные отложения чехла, вероятно, даже комплексы фундамента Сибирской платформы. Еще более усложняет тектоническую картину наложение сбросовых дислокаций совместивших высоко- и менее метаморфизованные комплексы по сбросам. При этом в опущенном блоке (Ольхонский «террейн») наблюдаются породы так называемого HIZ (hot internal zone – горячая внутренняя зона) или UHP (ultra high pressure – сверхвысоких давлений) комплекса, по факту, Мигматитовой зоны (см. Рисунок 3.27).

Северо-восток складчатого пояса демонстрирует более полный, минимально денудированный разрез, настолько, что в ядре лежачего антиклинория обнажаются только самые верхние части Мигматитовой (UHP) и Главной сутурной («милонитовой») зон.

Преобладают плавные пликативные дислокации верхних частей шарниров и замков лежачих антиформ, относительно незначительно нарушенных разломами (Рисунки 3.28 и 3.29).

Выполненные построения, таким образом, полностью подтверждают выводы В.С. Федоровского о каледонском возрасте складчатости Ольхонского «террейна» и выводы всех последователей Де Лоне, начиная М.М.Тетяевым и, заканчивая, вероятно, В.Г. Беличенко о каледонском тектогенезе, что указывает, в том числе, на несостоятельность устоявшихся упрощенных взглядов на происхождение пластин, «блоков-пластин» или «блоков» высокометаморфизованных образований, как структур древних «террейнов».

Важным моментом для оценки перспектив нефтегазоносности мощного поднадвигового чехла Предпатомского прогиба является возможность изучения автохтонных и параавтохтонных комплексов в Прибайкалье. Весьма вероятно, что степень метаморфизма, катагенеза органического вещества, коллекторские свойства пород, фиксируемые в процессе исследований в более обнаженном, а значит более доступном, Прибайкальском регионе, могут быть встречены в поднадвиговых формированиях северо-восточной части юго-восточной периферии Сибирской платформы. Аналоги геологической позиции Ковыктинского месторождения в этом случае будут находиться в непосредственной близости к шарьяжному фронту, возможно даже в поднадвиговых частях на северо-востоке.

С точки зрения изучения геодинамики Сибирской платформы важным фактом является прослеживание каледонского пояса до складчато-глыбовых, как будет показано ниже, присдвиговых структур Восточного Саяна. Анализ дальнейшего простирания каледонид позволяет прийти к интересным и важным выводам касательно тектоники и геологической истории развития западной периферии Сибирской платформы и её внутренних частей в фанерозое.

Таким образом, высокие оценки перспектив нефтегазоносности Предпатомского перикратонного прогиба имеют под собой веские основания. Главными положительными факторами являются: шарьяжное строение Предпатомского регионального прогиба, весьма вероятные слабая дислоцированность толщ и прослеживание под каледонские пластины на десятки километров автохтонных горизонтов терригенного венда, возможное широкое распространение флюидоупора, представленного тирскими солями. Основная проблема предыдущих тектонических построений, обусловленная противоречием каледонского возраста деформаций периферии осадочного чехла и раннедокембрийского возраста складчатого кристаллического обрамления, представляется решенной.

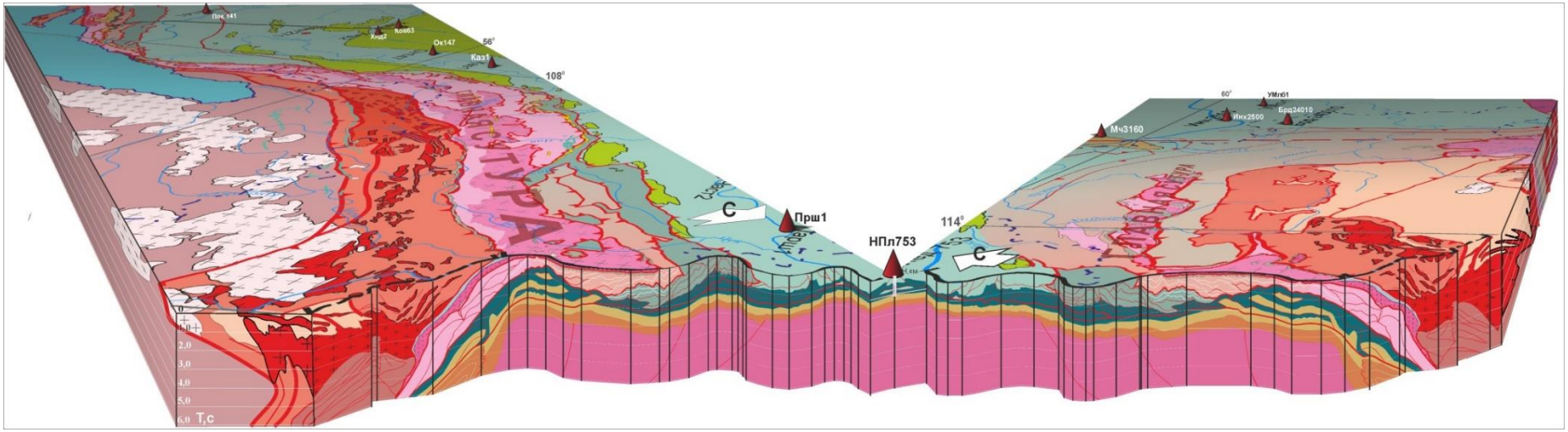


Рисунок 3.28 - Трехмерная модель северо-восточной Предпатомской части юго-юго-восточной периферии Сибирской платформы в сечении профиля «Витим»

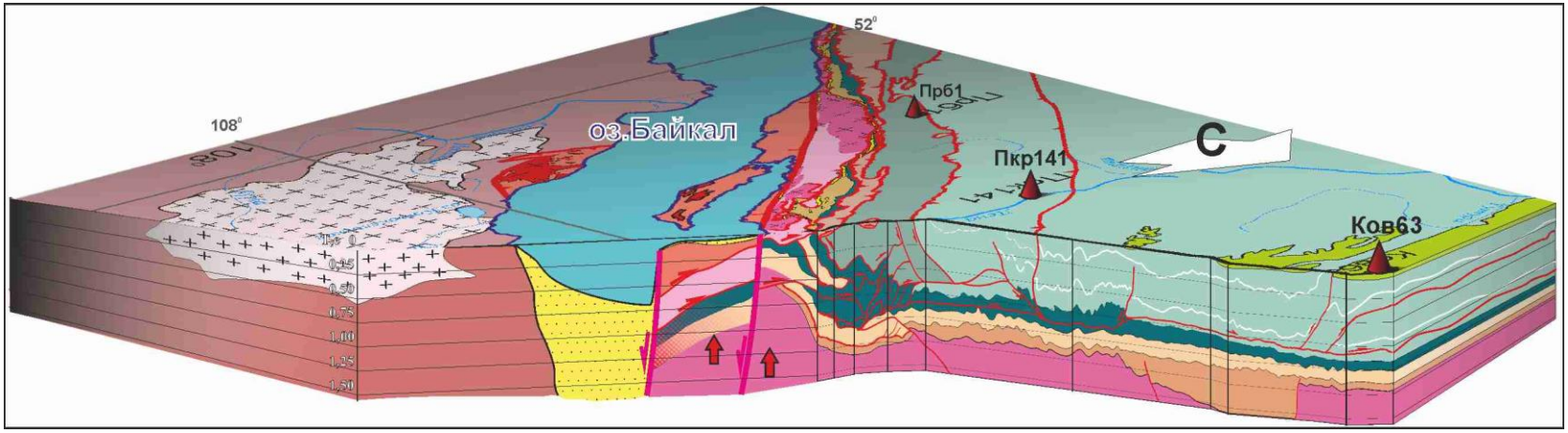


Рисунок 3.29 - Трехмерная модель юго-западной Прибайкальской части юго-юго-восточной периферии Сибирской платформы в сечении профиля «Ковыкта-Прибайкалье»

Условные обозначения см. на Рисунках 3.19, 3.21, 3.23.

3.2.2.4. Среднепалеозойский рифтогенез

В венд-раннесилурийское время во внутриплатформенных районах территории Сибирской платформы отмечается эпоха тектонической стабилизации. В осадочном чехле на территориях во многие сотни тысяч квадратных километров формируются выдержанные толщи пород (осинский пласт, булайская свита и др.) с очень слабыми изменениями мощностей. При этом отмечаемые иногда аномальные раздувы карбонатных пластов имеют седиментационную природу и не сопровождаются тектоническими дислокациями.

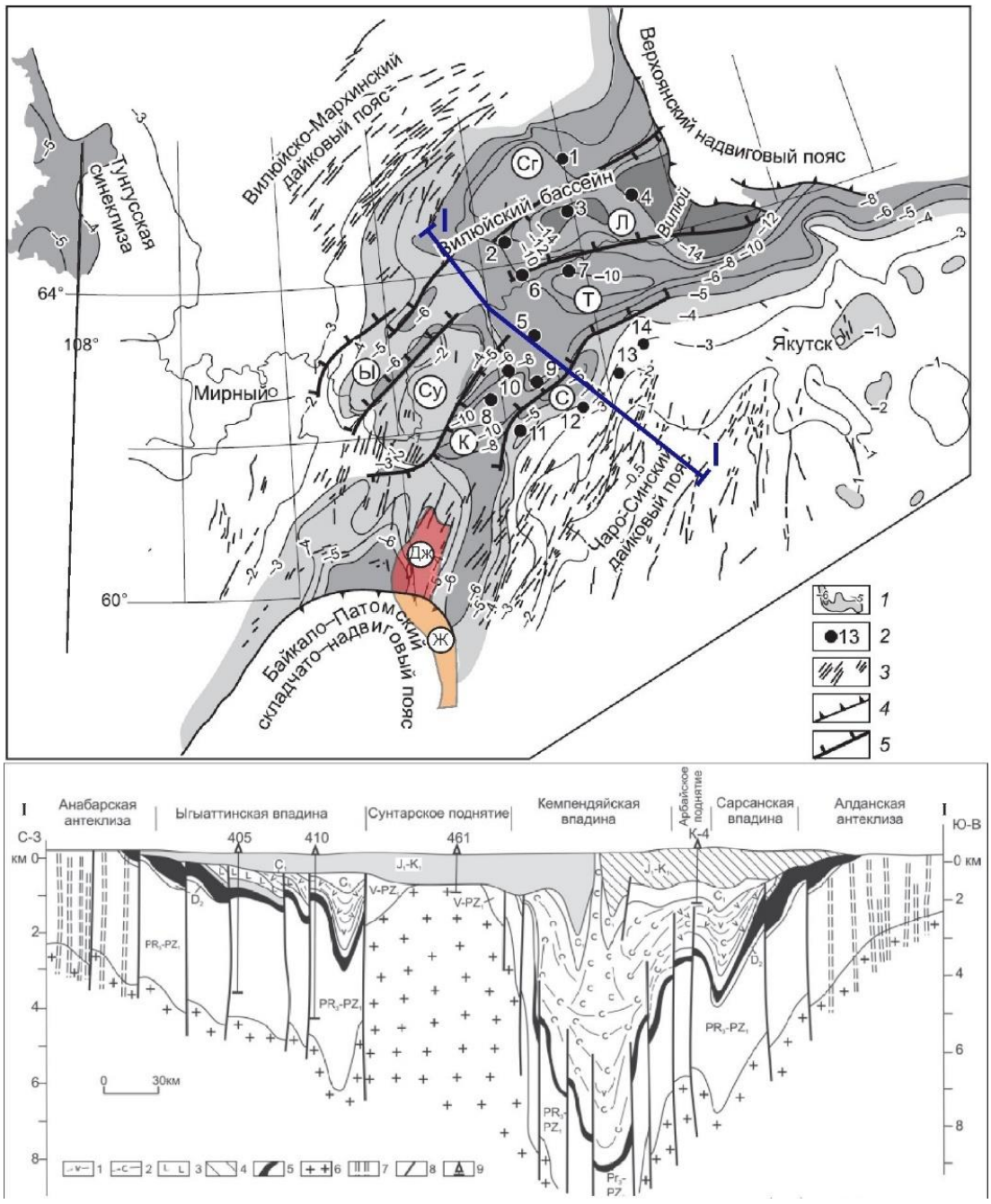


Рисунок 3.30 - Схема [по данным 271, 177] и геологический разрез юго-восточной части Вилюйской рифтовой системы [38] внизу

Условные обозначения к Рисунку 3.30. на след. стр.

Вверху: 1- изогипсы поверхности кристаллического фундамента, - месторасположение опорных стратиграфических разрезов, 3- дайки, 4-фронт фанерозойских орогенных поясов, 5-разломы. Буквами в кружках обозначены Сыангдинская (Сг), Линденская (Л), Тангнарынская (Т), Сарсанская (С), Кемпендяйская (К) и Ыгыаттинская (Ы) впадины; Сунтарское поднятие (Су); Джеюктинский выступ (Дж), Жуинское чешуйчато-надвиговое осложнение (Ж). Серым выделены участки Вилюйского бассейна с мощностью осадочного чехла более 4 км. **Внизу:** верхнефранско-фаменские отложения: 1 – красноцветные гипсоносные карбонатно-терригенные, 2 –соленосные карбонатно-терригенные; франские отложения: 3 – базальтовая толща вилючанской свиты, 4 – карбонатно-песчаниковые породы, отвечающие максимуму франской трангрессии, 5 – базальтовый комплекс основания верхнего девона (аппаинская, тисикская, наманинская и хайалахская свиты); 6 – кристаллический фундамент; 7 – дайки основного состава; 8 – разломы; 9 – скважины

Однако практически с окончанием каледонской коллизии на территории Сибирской платформы, вероятно, и на территориях, разошедшихся с ней кратонов, начались дивергентные процессы (событие 6 на Рисунках 3.5, 3.6). В этой связи нужно заметить, что пока ещё недооцененная преемственность и последовательность орогенных и рифтогенных процессов требует внимательного рассмотрения. Выше указывалось на начало рифтогенного формирования чехла Сибирской платформы после окончании орогении в позднем рифее. Более поздние события указывают на ту же закономерность. Глобальный каледонский орогенез предшествовал среднепалеозойской дивергенции. Герцинский тектогенез предварял атлантическое океанообразование, начавшееся в раннем мезозое. В любом случае, процессы среднепалеозойского рифтогенеза являются важнейшими для понимания геодинамической истории развития Сибирской платформе по многим причинам.

Во-первых, этими процессами сформирован ряд достаточно крупных, преимущественно погребенных рифтогенных структур, установленных региональными геолого-разведочными работами на востоке территории. Это в первую очередь перспективные на нефть и газ Кютингдинский грабен, Кемпендяйская и Ыгыатинская впадины. Возможно также, что не все погребенные рифты в настоящее время установлены под верхнепалеозой - мезозозойским чехлом.

Во-вторых, указанные структуры генетически и пространственно связаны с древним пассивным окраинным шельфовым обрамлением Сибирского континента. Этот палеошельфовый сектор более крупного глобального океанического осадочного бассейна не может не рассматриваться при исследованиях, направленных на оценку перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы.

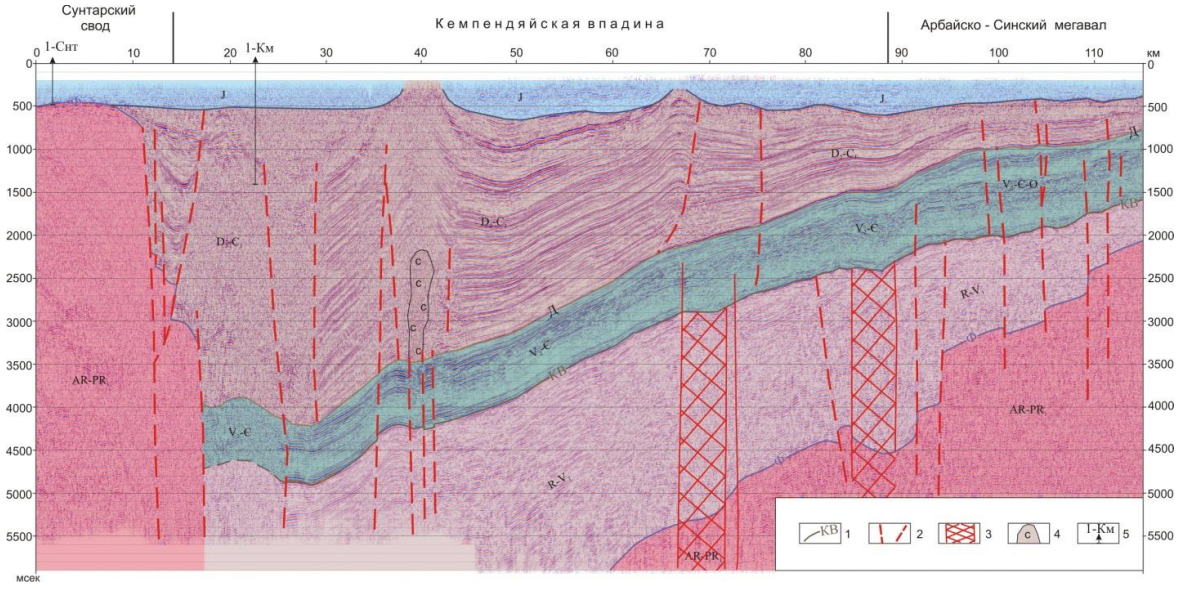


Рисунок 3.31 - Строение Кемпендяйской впадины по сейсмическому профилю М-07-45MGR

1 - опорные отражающие горизонты: Ф - поверхности фундамента, КВ - кровли терригенного венда, Д - подошвы девона. 2 - разрывы. 3 - потеря корреляции. 4 - диапиры солей. 5 - скважины: Км - Кемпендяйская, СНТ - Сунтарская

И, в-третьих. Сформированная дивергентными процессами постдевонская тектоническая структура являлась матрицей, на которую впоследствии наложились герцинские и киммерийские конвергентные события. Важную роль этот субстрат играл и как основа для внутриплатформенных процессов сдвиго-сжатий и сдвиго-растяжений, являвшихся результатом, как прямых коллизий, так и вращательно-поступательных движений [257, 283, 284], которые, вероятно, совершала Сибирская платформа в конце палеозоя – начале мезозоя [139, 146].

Таким образом, в среднем девоне – раннем карбоне развивается масштабная рифтовая система – Вилюйская (Рисунок 3.30). Для современного изучения доступен её сохранившийся Восточно-Сибирский фрагмент. В его западной части на территории Лено-Тунгусской НГП возникли две контрастные впадины Кемпендяйская и Ыгыаттинская, разделенные Сунтарским сводом блоковой природы. В самой контрастной Кемпендяйской впадине толщина среднедевонско-нижнекарбоновых отложений превышает 6 км, существенную часть которых составляют соленосные отложения. В результате во впадине проявился соленосный диапиризм с выходом части соляных диапиров на дневную поверхность (Рисунок 3.31).

В соответствии с используемым сегодня тектоническим районированием Сибирской платформы [95, 28ф] на северо-востоке, в пределах Анабарской антеклизы расположен Оленекский свод. Последний разделен в субширотном направлении на практически равные части Кютингдинским грабеном, погружающимся на юго-восток в основание Предверхоянского

перикратонного прогиба. Анализ материалов проведенных в 2014-2016 гг. геолого-разведочных работ на территории северной части Предверхоянского перикратонного прогиба указывает на высокие перспективы нефтегазоносности изучаемой территории [144, 147]. Информация, полученная на основе временных разрезов новых сейсмопрофилей 2014-2016 гг., позволила существенно уточнить модель геологического строения Кютингдинского грабена. В результате проведения сейсморазведочных работ Кютингдинский грабен пересечен профилем 140309 (Рисунок 3.32).

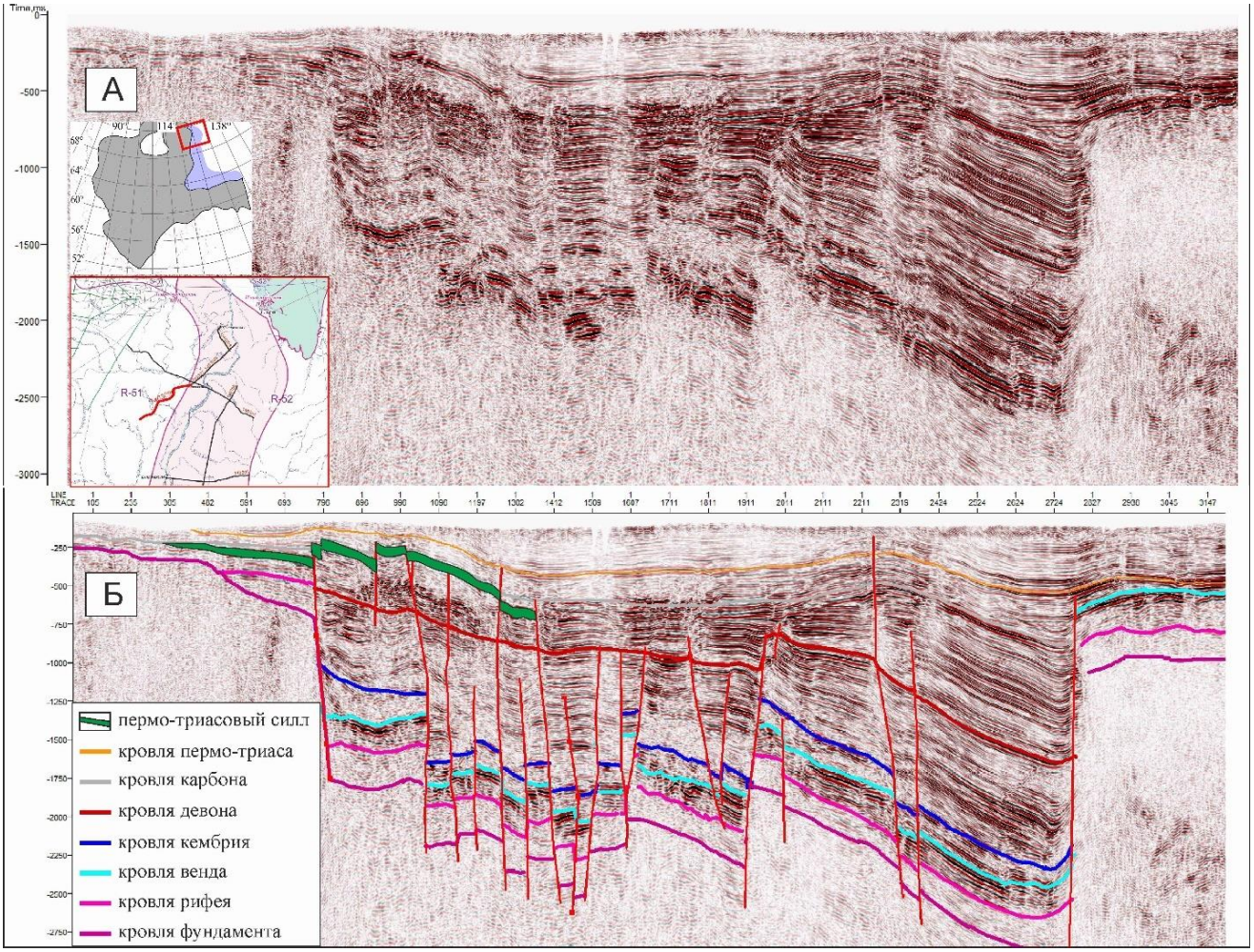


Рисунок 3.32 - Временной сейсмический разрез по профилю 140309 (А) и временной сейсмический разрез по с прослеженными отражающими горизонтами по профилю 140309 (Б) (Кютингдинский грабен)

Сравнение сейсмической картины разреза Кютингдинского грабена с разрезом северо-западной части Днепрово-Донецко-Припятского грабена показывает большое количество сходных черт. Косой характер простирания и сочленение под острым углом по отношению к окраинам соответствующих платформ, наличие приподнятых кристаллических массивов на плечах грабенов, аналогичный возраст отложений, глубина залегания фундамента порядка 6 км, толщины и эвапоритовый характер осадочного выполнения, форма и положение разрывных

нарушений преимущественно сбросового характера доказывают близкую аналогию и единый геодинамический характер указанных образований. Главной отличительной чертой является разномасштабность рассматриваемых структур. Днепрово-Донецко-Припятский грабен имеет размеры около 800х120 км, в то время как размеры Кютингдинского грабена, с учетом его юго-восточной части, перекрытой слабо дислоцированными образованиями мезозоя Предверхоянского перикратонного прогиба, можно оценить величиной 220х50 км, что почти в десять раз меньше по площади.

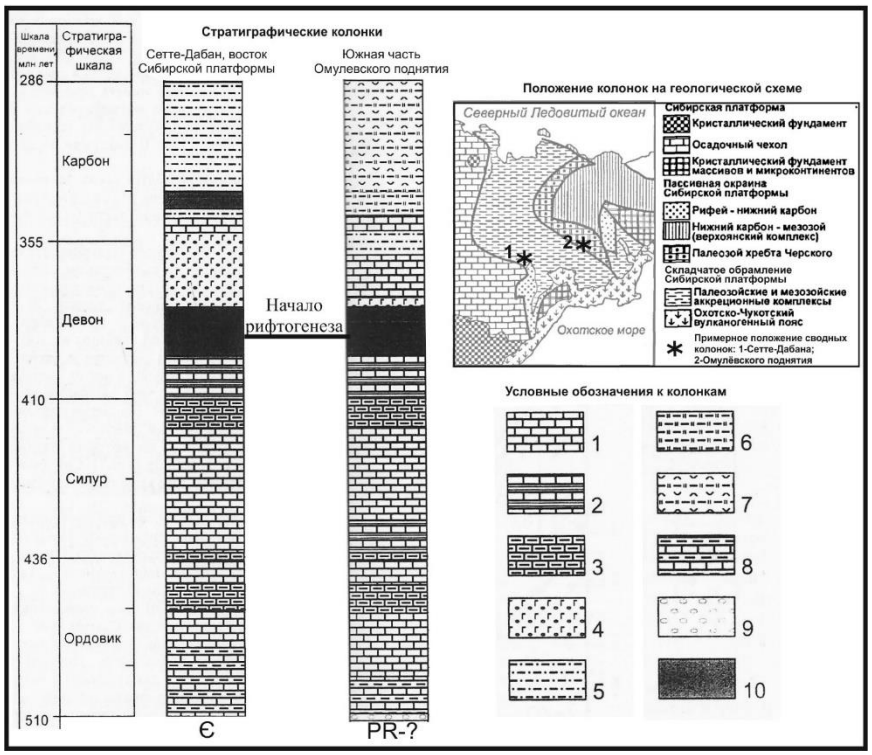


Рисунок 3.33 - Сопоставление стратиграфических разрезов палеозоя современной восточной окраины Сибирской платформы (Сетте-Дабан) и южной части Омулевского террейна

По материалам В.И.Шпикермана, 1998 [273]

1 - шельфовые карбонатные отложения; известняки, в том числе органогенные, диагенетические доломиты; 2 - отложения глубокого шельфа; пелитоморфные известняки, углеродистые глинистые сланцы (доманикоиды); 3 - мелководные прибрежно-морские и лагунные отложения: мергели, домериты, пестроцветные алевролиты и песчаники; 4 - молассоиды континентальных рифтов: песчаники, конгломераты, известняки, базальты и их туфы; 5 - отложения континентального склона и проградационной призмы: песчаники, алевролиты, олистостромы; 6,7 - отложения континентального подножия и окраинного моря: глинистые и кремнистые сланцы (6), кремнистые туфы и алевролиты (7); 8 - карбонатные флишоиды, метаморфизованные до уровня зеленосланцевой фации; 9 - толща базальных конгломератов; 10 - стратиграфические перерывы.

Если сопоставление геологических и геодинамических моделей Кютингдинского и Днепрово-Донецко-Припятского грабенов имеет гипотетический характер, и их парагенетическая связь пока весьма слабо обоснована, то вхождение Кютингдинского грабена и Кемпендяйской впадины в единую Восточно-Сибирскую Вилюйскую рифтогенную систему, вероятно, доказанный факт [168]. Образование Вилюйской рифтовой системы, в соответствии с представлениями об истории развития восточной пассивной окраины Сибирской платформы, началось в живетском веке, сопровождалось отхождением от Сибирской платформы ряда террейнов, таких, например, как Омулёвский (Рисунок 3.33) [273] и, вероятно, связано с обширным девонским глобальным рифтогенезом, проявившемся, в том числе, в виде Днепрово-Донецко-Припятского грабена на Русской платформе. Система грабенов, сформированная на платформенном основании востока Сибирской платформы, заложила основу для опускания суши и образования мощного верхнепалеозой-мезозойского верхоянского комплекса.

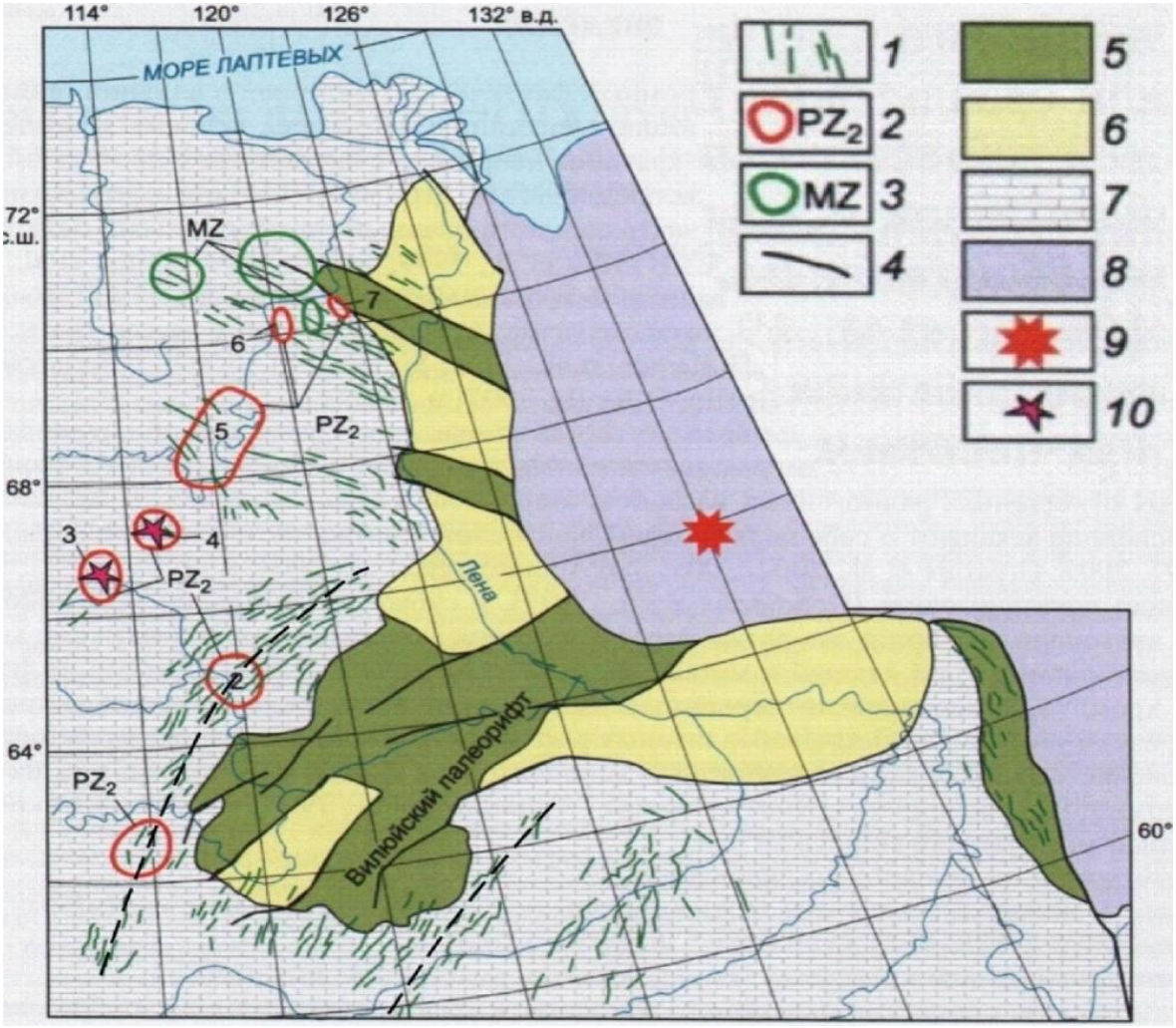


Рисунок 3.34 - Среднепалеозойская Вилюйская рифтовая система [216]

Условные обозначения к Рисунку 3.34. на след. стр.

1 – дайки базитов, PZ2; 2 – поля среднепалеозойских кимберлитов (обозначены цифрами): 1 – Мирнинское; 2 – Среднемархинское; 3 – Далдынское; 4 – Верхнемунское; 5 – объединенная группа полей: Чомурдахское, Западно-Укукитское, Восточно-Укукитское, Огонер-Уряхское; 6 – Мерчидемское; 7 – Толуопское; 3 – поля мезозойских кимберлитов; 4 – разломы; 5 – среднепалеозойские палеорифты, выполненные эффузивно-осадочными отложениями с участием красноцветов и эвапоритов; 6 – участки относительных поднятий; 7 – морские отложения Сибирской платформы; 8 – Верхоянская складчатая область (MZ); 9 – голова среднепалеозойского Якутского плюма (нанесена по координатам [298]; 10 – поля, из которых исследовались ксенолиты. Черным пунктиром выделены осевые зоны Вилюйско-Мархинского (северо-западное плечо палеорифта) и Чаро-Синского (юго-восточное плечо палеорифта) дайковых поясов.

Формирование рифтовой системы сопровождалось появлением таких поясов трапповых даек, как Вилюйско-Мархинский, Чаро-Синский и Контайско-Джербинский [38, 120]. Нужно отметить, что Вилюйско-Мархинский и Чаро-Синский пояса расходятся между собой в восток-северо-восточном направлении. Угол этого расхождения составляет 12^0. Прирост ширины расхождения поясов даек у восток-северо-восточного их окончания достигает 70 км (см. Рисунок 3.34). В этом же направлении происходит увеличение продуктивности сопутствующего магматизма [82]. Пояса среднепалеозойских даек на юго-западе заканчиваются недалеко от широты 60^0, южнее которой появляются многочисленные пластовые интрузии долеритов того же среднепалеозойского возраста. Максимальное содержание силлов западнее Джеюктинского выступа "устанавливается на правобережье р. Лены между устьями рек Халаманда и Бол. Патом" [120], а восточнее - в Березовской впадине [275].

Для уточнения распределения напряжений во времени формирования Кемпенлдяйской впадины на юге Вилюйской рифтовой системы ключевое значение имеют Джеюктинский выступ (Уринское поднятие, Уринский антиклинорий) и Жуинское чешуйчато-надвиговое осложнение (см. Рисунок 3.30). По данным С.В.Руженцева, Чжан Бу-чуня [195], В.Л.Масайтиса и др. [120], Уринское поднятие возникло позже линейных дислокаций Предпатомского регионального прогиба. Также наложено на эти дислокации Жуинское чешуйчато-надвиговое осложнение. Уринское поднятие и Жуинское осложнение объединены в Уринско-Жуинскую складчато-чешуйчатую зону, скорее всего, синхронную Вилюйскому рифтогенезу. Об их синхронности говорит увеличение напряженности дислокаций с севера на юг – от Уринского поднятия к Жуинскому осложнению [172]. Это согласуется с ростом напряжений сжатия при вращении Алданского мегаблока по часовой стрелке с удалением от нейтральной линии на юг, отвечает результатам построений L.R.M.Cocks, T.H.Torsvik [344] и подтверждает относительные перемещения с элементами вращения Ангаро-Анабарского и Алданского мегаблоков в

неопротерозое и среднем палеозое [289, 298]. Вероятно, северо-восточнее зоны сжатий, в условиях режима радиального растяжения (сфеночазм) сформировалась Кемпендяйская впадина.

В работе [177] дан обзор гипотез образования Кемпендяйской впадины альтернативных рифтогенезу. Весьма «оригинальные» с точки зрения современного состояния знаний об эволюции Земной коры модели «краевых прогибов» или «эклогитизации» не выглядят, вероятно, достаточно обоснованными и достойными рассмотрения. Общую природу Восточно-Сибирских краевых рифтогенных систем и дивергентно сформированных окраинных зон платформы достаточно подробно обосновал в своей докторской диссертации А.К. Худолей [265]. указанной работе, вероятно пока ещё не до конца механизмы формирования внутриплатформенных рифтов являются универсальными, вероятно, для всего фанерозоя (Рисунок 3.35). Детально геодинамику и перспективы нефтегазоносности рифтогенных структур, в частности Кемпендяйской впадины, рассмотрел в монографии «Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система» В.В. Гайдук [38]. Весьма показательным и характерным для рифтогенных структур выглядят не только региональное положение в несомненной связи с другими рифтогенными структурами востока Сибирской платформы, но и клавишный, листрический характер венд-нижнепалеозойского предрифтового структурного яруса, и рифтогенный набор синрифтовых вулканогенно-осадочных образований девон-каменноугольного возраста (см. Рисунок 3.33).

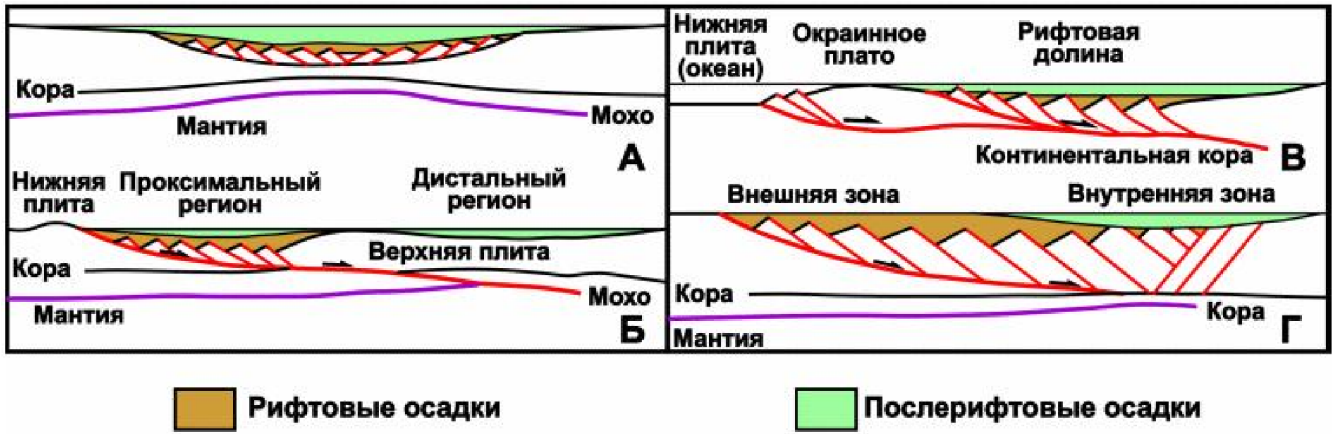


Рисунок 3.35 - Модели формирования рифтов [265]

А - модель чистого сдвига, по Маккензи (McKenzie 1978); Б – модель простого сдвига, по Вернеке (Wernicke, Burchfiel 1982); В - модель простого сдвига с двумя системами срывов (Lister et al. 1986); Г-модель неоднородного растяжения, по Коварду (Coward) (Bosence 1998).

Во всех моделях в верхней части коры преобладают хрупкие деформации, а в нижней - пластические.

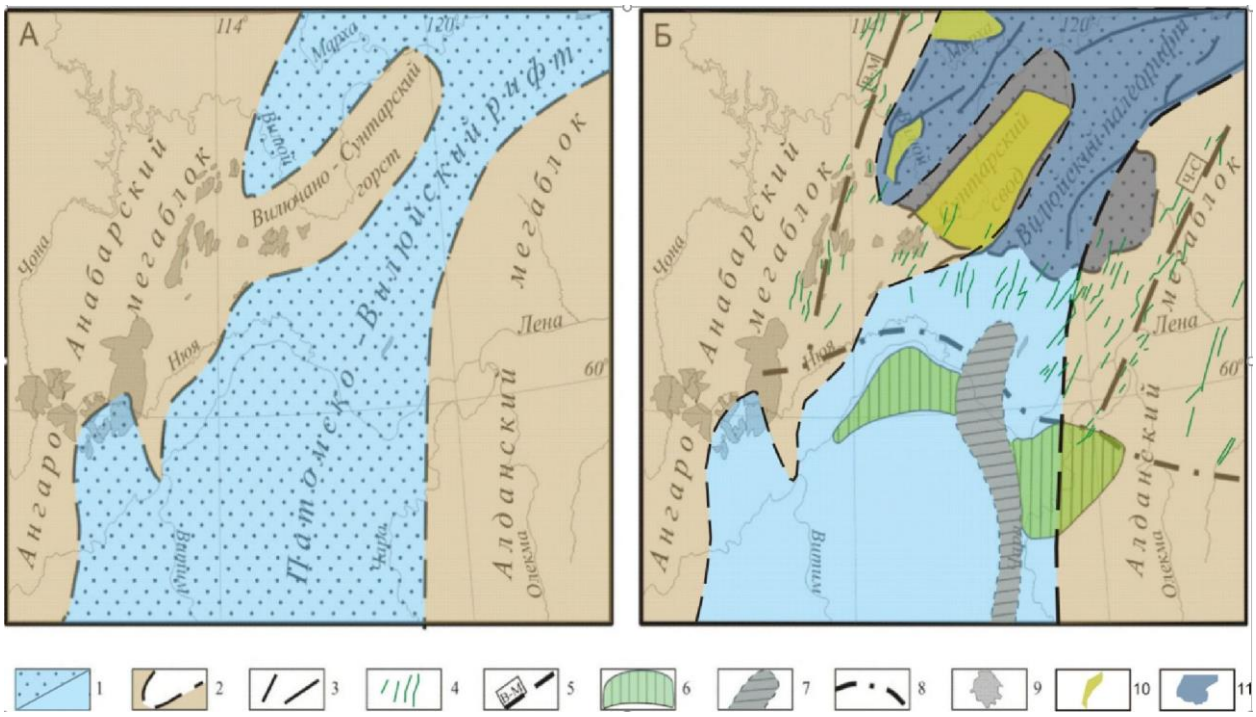


Рисунок 3.36 - Схема строения Патомско-Вилюйского авлакогена в позднем рифее – раннем венде (А), в среднем палеозое (Б) [23ф]

1 – рифтовые депрессии; 2 – границы депрессий; 3 – основные разломы; 4 – долеритовые дайки; 5 – осевые зоны Вилюйско-Мархинского (В-М) и Чаро-Синского (Ч-С) дайковых поясов; 6 - поля трапповых силлов; 7 – Уринско-Жуинская складчато-чешуйчатая зона; 8 – линия раздела областей растяжения и сжатия; 9 - месторождения нефти и газа; 10-разноранговые структуры с резко сокращенным осадочным чехлом; 11-Вилюйская рифтовая система.

Исходя из данных сейсморазведки, мощность собственно синрифтовых осадочных толщ в депоцентрах седиментации Кемпендяйской рифтогенной впадины достигает 7 и более километров (см. Рисунок 3.30). Синрифтовые отложения начинаются образованиями среднего девона, представленными карбонатно-глинистыми отложениями эйфельского и сероцветными карбонатами живетского ярусов. В верхнем девоне отмечаются базальты, переслаивающиеся с красноцветными карбонатно-терригенными породами мощностью до километра. Они в свою очередь трансгрессивно перекрываются верхнефранско-фаменскими преимущественно красноцветными терригенными соленосными толщами общей мощностью от 2 до 5 км. Каменноугольный рифтогенный интервал разреза начинается верхнетурнейскими трансгрессивными известняками и мергелями или песчаниками, перемежающимися с покровами базальтов. Выше фиксируются красноцветные существенно сульфатные глины и аргиллиты (до 150 м). Сероцветные глинисто-песчаные породы и вулканогенные карбонатно-глинистые песчаники общей мощностью около 500 метров, венчают синрифтовый комплекс и перекрываются пострифтовой синеклизной формацией существенно терригенного состава [252].

Таким образом, осадочное выполнение Кемпендяйской впадины имеет рифтогенный характер, отличающийся высокими скоростями седиментации и значительными толщинами накопленных осадков, наличием базитовых пластовых тел, вероятно как интрузивного, так и эффузивного характера, широким присутствием пирокластического материала. Весьма важным в плане определения перспектив нефтегазоносности является наличие эвапоритовых и, особенно, галогенных толщ, надежных флюидоупоров. Работы предыдущих исследователей и результаты геологической интерпретации новых сейсмических материалов, показывают, что мощность осадочного выполнения Кемпендяйской впадины и Кютингдинского грабена составляют значительные величины, достаточные для высокой оценки их нефтегазового потенциала.

Важную информацию об истории эволюции чехла юго-востока Сибирской платформы даёт анализ смены поясов даек полями силлов в плане, свидетельствующий о смене режима растяжения сжатием [130]. Линия между окончаниями даек и полями силлов является переходной от обстановки растяжения к сжатию (Рисунок 3.36). Именно на нейтральной по отношению к областям растяжения и сжатия линии или близко к ней должна располагаться ось вращения Алданского мегаблока.

Таким образом, черты геологического строения Вилюйской рифтовой системы и история её развития близки таковым других рифтогенных структур мира и, в частности, геологическим особенностям Днепрово-Донецко-Припятского грабена Русской платформы, высоко оцениваемого с точки зрения оценки ресурсной базы УВ [147].

Кемпендяйская впадина и Кютингдинский грабен, в меньшей степени Ыгыатинская впадина, на настоящий момент являются структурами перспективными на поиски в их пределах углеводородных скоплений, и относительно удобны для детальных исследований. Аналогичные грабены, предположительно, глубоко скрытые под мощными осадочными толщами мезозоя, не обладают подобной доступностью для изучения их нефтегазовых перспектив.

3.2.2.5. Герцинская коллизия. Таймырская складчатая область

Вероятно, в виде наиболее близком к модели коллизии континентов герцинский тектогенез проявился на севере Сибирской платформы, в структурах Таймырского складчатого пояса (Таймыр-Североземельской складчатой области [182]) и прилегающего к нему Енисей-Хатангского регионального прогиба (Енисей-Хатангского осадочного бассейна). Но, даже, в таком виде здесь он достаточно сложен для понимания и интерпретации, поскольку его результаты интенсивно затушёваны более поздними мезо-кайнозойскими геодинамическими событиями. Возможно, этим объясняется выделение в пределах Таймыра трёх складчатых поясов [328]. В соответствие с такой точкой зрения [328], внешние, более северные Северо-Таймырский и Центрально-Таймырский «складчатые пояса» имеют карельский и байкальский возраста и

активизированы герцинской складчатостью. Прилегающий к платформе Южно-Таймырский «складчатый пояс» предлагается считать сформированным в карелии или ранее и переработанным тектогенезом в мезозойскую эпоху [328].

Тектонической модели этой территории посвящено множество исследований и, вероятно, следует согласиться с [7]: "Енисей-Хатангский бассейн остается одним из немногих крупных осадочных бассейнов России, геологическая история которого пока трактуется многими исследователями очень противоречиво". При этом, большинством специалистов, вероятно, справедливо признается сложная мультифазная геодинамическая история этого региона.

К.О. Соборнов, модель которого выглядит наиболее проработанной, выделяет в качестве основной структуры, в той или иной степени отражающей все фазы развития этой территории, систему контрастных кулисообразно расположенных валов, названной им Енисей-Хатангской зоной сдвиго-сжатия [333]. Для неё им рассматриваются следующие этапы развития: 1. Посторогенный коллапс и быстрое прогибание в раннем триасе; 2. Левое сдвиго-сжатие и инверсия в позднем триасе - ранней юре; 3. Импульсы реактивации сжатия в раннем мелу и кайнозое. Таким образом, обоснованно подчёркивается роль позднегерцинского орогенеза (посторогенный коллапс в раннем триасе), в противоположность [7]:

“Со среднего карбона и до конца перми формировался Предтаймырский краевой прогиб с депоцентром в Южно-Таймырской зоне. На границе перми и триаса широко проявился обусловленный мантийным плюмом трапповый магматизм. В западной части Енисей-Хатангского бассейна не исключено проявление рифтинга.”

Вероятно, трапповый магматизм наиболее интенсивно проявился на юге и к юго-западу от этой территории, с одной стороны, на фоне трансформных процессов, в первую очередь сдвиго-растяжений, обусловленных торможением поступательно-вращательного движения Сибирской платформы, вызванным косой коллизией последней с Русской платформой, возможно, через коллаж микроплит [139, 282]. Именно региональная транстенсия сформировала серию погребенных рифтов-авлакогенов в основании Западно-Сибирской плиты и гигантское по масштабам лавовое поле плато Путорана на территории Восточной Сибири. В северной части территории, зоне герцинид Таймыра, в значительной степени локально имели место обстановки сжатия, что привело к перенасыщению дислоцированных отложений верхнего палеозоя многочисленными силлами [182].

Поднепалеозойский возраст и известково-щелочной состав гранитоидов ленивенско-толлевского, еремеевско-бирулинского, коломейцевского интрузивных комплексов, формирующих крупные батолитовые интрузии в северном тылу Таймырской складчатой области, свидетельствуют в пользу существования здесь в позднем карбоне – перми активной континентальной окраины. Прекращение функционирования зоны субдукции произошло,

вероятно, в результате описанных ниже процессов закрытия Уральского палеоокеана, замедления поступательно-вращательного движения Сибирской платформы и инерционной аккреции Карской плиты, какое-то время продолжавшей косое поступательное движение по отношению к Сибирской платформе (событие 7 на Рисунках 3.5, 3.6).

3.2.2.6. Герцинский трансформный тектогенез

Западная прискладчатая периферия Сибирской платформы.

Долгое время для складчатого обрамления запада Сибирской платформы бесспорным считался докембрийский возраст основных тектонических событий, сформировавших складчатые структуры Саян и Енисейского кряжа [328]. Во многих работах с начала этого века показаны проблемные моменты таких представлений [12, 14, 139, 226]. Например, крупнейшие разломы, по которым происходит сочленение чехла Сибирской платформы с метаморфизованными складчатыми образованиями Восточных Саян, Енисейского кряжа, такие как Присаянский, Ангаро-Бахтинский и другие резко дислоцируют нормальный платформенный (плитный) осадочный чехол, сформированный в значительной степени морскими и континентально-морскими осадками позднепротерозойского, палеозойского, вплоть до раннемезозойского возрастов. При этом осадочные фации платформенного крыла имеют явно доскладчатое происхождение. Они не пост- и не син-орогенны, поскольку не демонстрируют близости к орогенам, предгорным или околоскладчатым обстановкам седиментации [288, 304]. Более того, соленосно-карбонатный и терригенно-карбонатный разрез нижнего кембрия и кембрия-верхнего палеозоя Сибирской платформы имеет продолжение в чехле Западно-Сибирской плиты, к западу от Енисейского кряжа, уверенно указывая на наложенный характер и позднегерцинское время формирования последнего. Попытки увязать докембрийский возраст главного тектогенеза орогенов Восточных Саян и Енисейского кряжа с указанными выше фактами с помощью фанерозойских гипотетических «тектонических активизаций» выглядят слабо обоснованными в свете плитотектонических построений, поскольку не подкрепляются реконструкциями цикла Уилсона. Имеющийся фактический материал позволяет на основе современных представлений об эволюции земной коры сформулировать иную геодинамическую модель западной периферии Сибирской платформы [139].

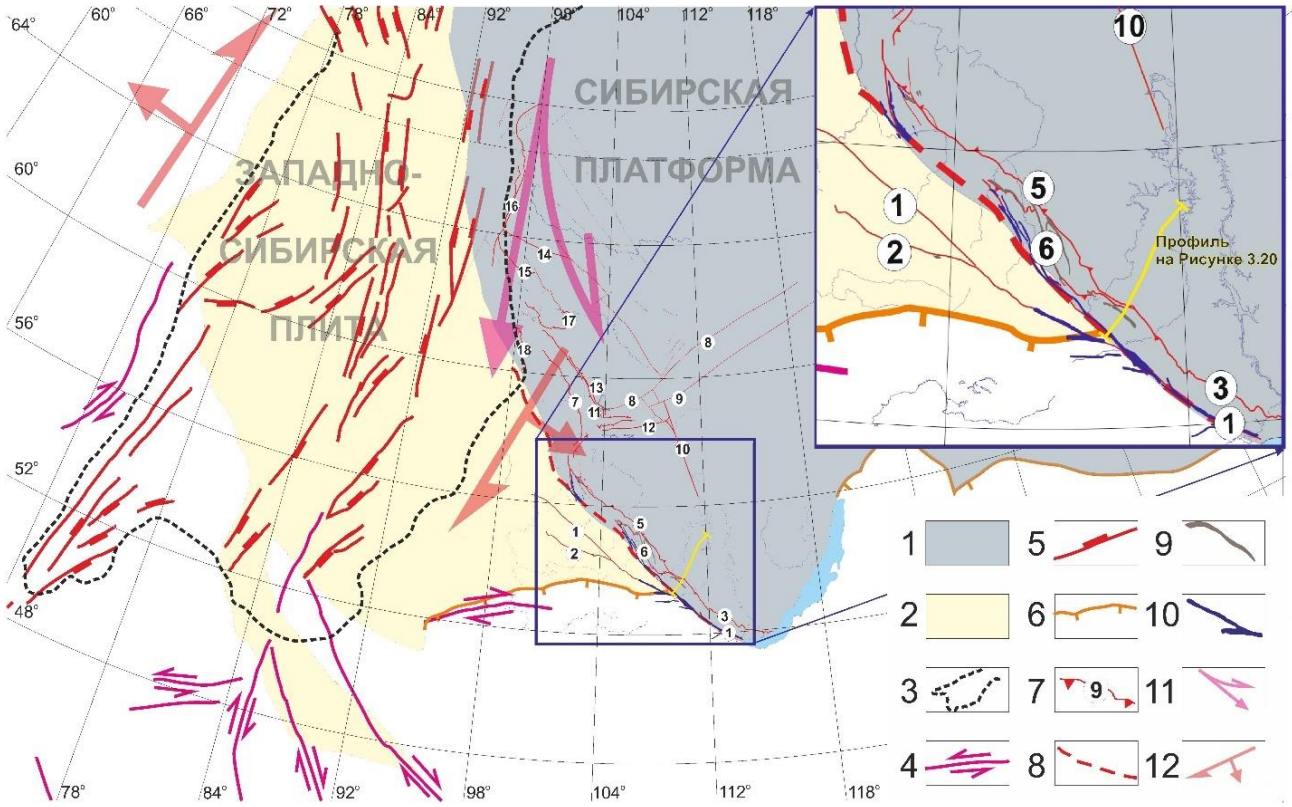


Рисунок 3.37 - Геодинамическая схема сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской эпигерцинской плиты. На врезке - тектоногенные и разломные зоны западной периферии Сибирской платформы

1-Сибирская платформа, 2-Западно-Сибирская плита; 3-граница распространения осадочного чехла Западно-Сибирской плиты по данным [282]; 4-герцинские сдвиги (сдвиго-сжатия) по данным [282]; 5-рифтогенные сбросы по данным [282]; 6-надвиги по данным [26]; 7-надвиги и поддвиги по данным геологической съемки; осевая линия Приенисейской сдвиговой зоны в её южной части; 9-катаклазиты по данным геологической съемки; 10-бластомилониты по данным геологической съемки; 11-главные направления сдвиго-вращения Сибирской платформы в пермо-триасе и позже по представлениям автора; 12-главные направления сдвиго-растяжения Западно-Сибирской плиты по данным [282]. **Названия разломов**; цифры в кружках: 1-Главный Саянский; 2-Восточно-Саянский; 3-Ангарский надвиг; 4-Бирюсинский; 5- Присаянский (в северной части - Курышский) поддвиг; 6-Хульцайский; 7-Ишимбинский; 8-Сользаводский; 9-Ангаро-Алымджинский; 10-Ангаро-Катангский;11- Ангаро-Бахтинский надвиг; 12-Нижнеангарский; 13-Ельчиминский поддвиг; 14-Сурингдаконский; 15-Кулино-Бахтинский: 16-Имагндинско-Летнинская зона разломов; 17-Нижневельминский; 18-Исаковский.

Если продолжить прослеживание на юго-запад простирание линейных структур каледонского Байкало-Патомского складчатого пояса, рассмотренного выше, через существенно эродированные корневые части орогена Прибайкалья [138, 139], можно дойти лишь до юго-западной оконечности озера Байкал. Дальше в юго-западном направлении линейные

дизъюнктивные и пликативные структуры не прослеживаются. В районе пос. Култук они резко упираются в крупнейшую бластомилонитовую зону пади Култук [139], плавно переходящую через пологий перевал в долину реки Иркут. Интересно, что и река Иркут, текущая на юго-восток, то есть приблизительно в обратном направлении, так же резко меняет характер своей долины и делает два практически полных поворота на 180^0 на участке, пересекающем бластомилонитовые зоны. Простирание бластомилонитов на этом участке закартировано геологами-съемщиками и отражено на геологических картах двухсоттысячного и миллионного масштабов [41, 74, 106].

Указанные линейные тектонокластические образования прослеживаются вдоль всей Саянской периферии Сибирской платформы, образуя в южной части глубокие участки речных долин системы рек, берущих свои начала в Саянских горах. В северной части Присаянья, приблизительно от реки Туманшет, до северного широтного участка реки Кан, где последняя течет уже на запад, геология и геоморфология этой зоны не проявлена настолько же ярко и наглядно. На этом участке Присаянья отмечается плохая обнаженность коренных пород. По данным геологических карт бластомилонитовые зоны здесь перекрываются девонскими, каменноугольными и юрскими отложениями. Таким образом, устанавливается додевонский генезис катакластических образований, что согласуется с их докембрийским возрастом, определенным ранее абсолютным методом и отраженным на картах двухсоттысячного масштаба. Вероятно, эти данные некорректны (проблема требует специальных исследований), поскольку находятся в необъяснённом пока противоречии с абсолютным возрастом гранитов и динамометаморфитов Главного Саянского разлома [74]:

“Возраст движений был определен для синдеформационных гранитоидов в интервале 354–334 млн лет (Rb/Sr и U/Pb методы датирования) и 317–278 млн лет для также синхронных деформациям зерен амфиболов и слюд из милонитов и ультрамилонитов $^{39}Ar/^{40}Ar$.”

и далее [74]:

“Все изученные структуры Главного Саянского разлома могли образоваться в транспрессионной обстановке при правостороннем скольжении блоков.”

Масштабный характер многочисленных региональных правосдвиговых дислокаций на западной периферии Сибирской платформы достаточно полно отражен на тектонической карте ВСЕГЕИ [328], подтверждается многочисленными данными [74, 165, 197]. Исследования геодинамики разновозрастной дислоцированности Центрально-Азиатского складчатого пояса, «спаявшего» Сибирскую и Русскую платформы, выполнены М.М. Бусловым. В работе [26] им, вероятно, совершенно определены палеозойско-раннемезозойский возраст глобального сдвигообразования, секущий и наложенный по отношению к каледонидам характер, правосторонность и значительная амплитуда смещения Русской платформы на север

относительно Западно-Сибирской плиты, показано широкое развитие правосдвиговых дислокаций [26]:

“Восточно-Европейский континент сместился на север на расстояние более 2 тыс. км" относительно "составного Казахстанско-Байкальского континента”

Таким образом, очевидно, превалирование правосторонних сдвиговых дислокаций на надрегиональном уровне (Рисунок 3.37). Самые крупные сдвиги, разделяющие Сибирскую и Восточно-Европейскую платформы, имеют правый знак, что, во-первых, подтверждает природу Приенисейской разломной зоны. Во-вторых, объясняет парагенетический характер и конфигурацию целой серии дочерних по отношению к этой зоне разломов, сформировавших современную структуру Сибирской платформы и её осадочного чехла, таких как, Ангаро-Алымджинский, Сурингдаконский, Кулино-Бахтинская разломная зона и другие. Интересно, что речная сеть правобережья Енисея в пределах Сибирской платформы также дает ключ к пониманию этой иерархически и генетически взаимосвязанной разломной системы [42, 49].

Опираясь на результаты собственных геологических наблюдений, на построения, отраженные в многочисленных опубликованных работах и на тектонических картах, можно с высокой вероятностью определить глобальный правосдвиговый и транспрессионный характер Енисейской разломной зоны, образующей западную окраину Сибирской платформы.

Гетерогенный субстрат основания этой сдвиговой зоны, вероятно, сформировался к середине палеозоя на фоне сначала активных аккреционно-коллизионных (позднерифейская, каледонская эпохи складчатости), а в девоне и рифтогенных процессов, проявившихся в формировании целой серии рифтов в пределах Сибирской и Русской платформ. Эти процессы заложили систему раскрывшихся и слепых рифтов, послужившую основой для образования внутриплатформенных синеклизных позднепалеозойских-мезозойских осадочных бассейнов. Возможно, ими также была сформирована разломная (в последствии шовная) сеть, по которой в позднем палеозое, после закрытия Уральского палеоокеана происходили сдвиговые движения по дуге западной окраины Сибирской платформы. Неидеальная форма этой дуги, возможно, обусловленная гетерогенностью субстрата земной коры Сибирской платформы, приводила к возникновению на всем протяжении реализации сдвиговых дислокаций различных по динамике зон сдвиго-растяжения («пулл-апартов», транстенсий) и сдвиго-сжатия («пальмовых, цветковых» структур, транспрессий). Зоны сдвиго-растяжения вероятно привели к заложению системы пермо-триасовых грабенов, легших в основу синеклизного чехла Западно-Сибирской плиты. Зоны сдвиго-сжатия сформировали ряд надпорядковых воздыманий и антиформ более мелких порядков на западной периферии Сибирской платформы. Возможно, разнонаправленность этих процессов объясняется их полихронностью (сначала схождение, а затем расхождение блоков по касательным) (событие 8 на Рисунках 3.5, 3.6).

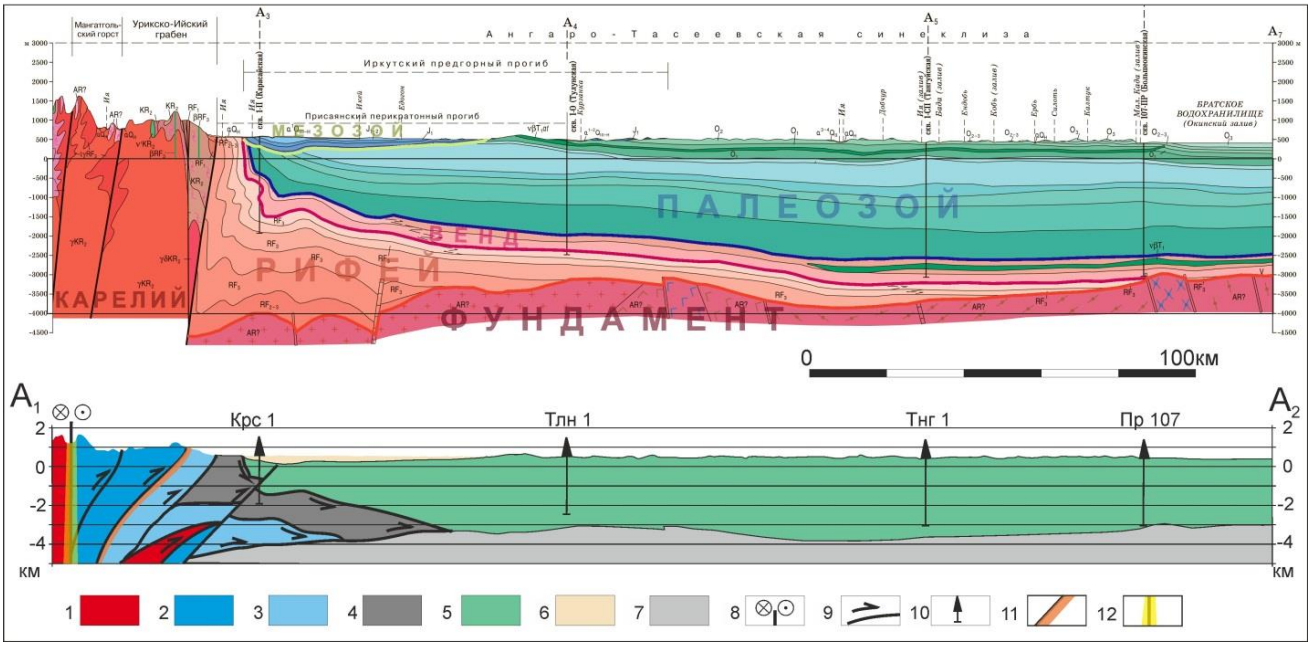


Рисунок 3.38 - Глубинное строение западной периферии Сибирской платформы в зоне сочленения с Алтае-Саянской складчатой областью по данным листа карты N-47 (вверху) и по результатам авторской интерпретации (внизу)

1-весьма высоко метаморфизованные глубинные образования осевой части региональной сдвиговой зоны, в т.ч. мигматиты; 2-интрузии и интрудированные высокометаморфизованные толщи; 3-метаморфиты преимущественно зеленосланцевой фации; 4-интенсивно нарушенные слабо метаморфизованные образования; 5-толщи платформенного чехла до девонского возраста; 6-девонские и постдевонские синеклизные, иногда синтектонические осадочные толщи; 7-кристаллический фундамент; 8-сместитель правостороннего сдвига; 9-надвиги и поддвиги; 10-скважины; 11-катаклазиты; 12-бластомилониты

Вверху - по данным геологической карты листа N-47, внизу - построения автора.

Положение профиля см. на Рисунке 3.37

Геологическое строение этих зон рассматривается с разных позиций в многочисленных исследованиях. Остановимся на примерах доступных для исследований транспрессионных поднятий западной периферии Сибирской платформы. Показателен разрез, иллюстрирующий глубинное строение листа геологической карты миллионного масштаб N-47 (третье поколение) [40]. Разрез построен по профилю глубоких и колонковых скважин с использованием геофизических данных. Интересны представления авторов, вероятно, о наличии Предсаянского рифейского прогиба, характеризующегося повышенными толщинами средне-верхнерифейского существенно терригенного комплекса (флишевый-?), испытавшего, судя по мощностям венд-кембрия, уже в палеозое воздымание, и представляющего в настоящее время по отложениям нижнего палеозоя крыло крупной линейной антиформы. Это крыло резко, по региональному взбросу (возможное продолжение Ангарского надвига) граничит с кристаллическими толщами

Саянской складчатой области, которая в свою очередь имеет, как до сих пор считается, «вертикально-глыбовое» (Рисунок 3.38, вверху), а на самом деле транспрессионное строение (Рисунок 3.38, внизу).

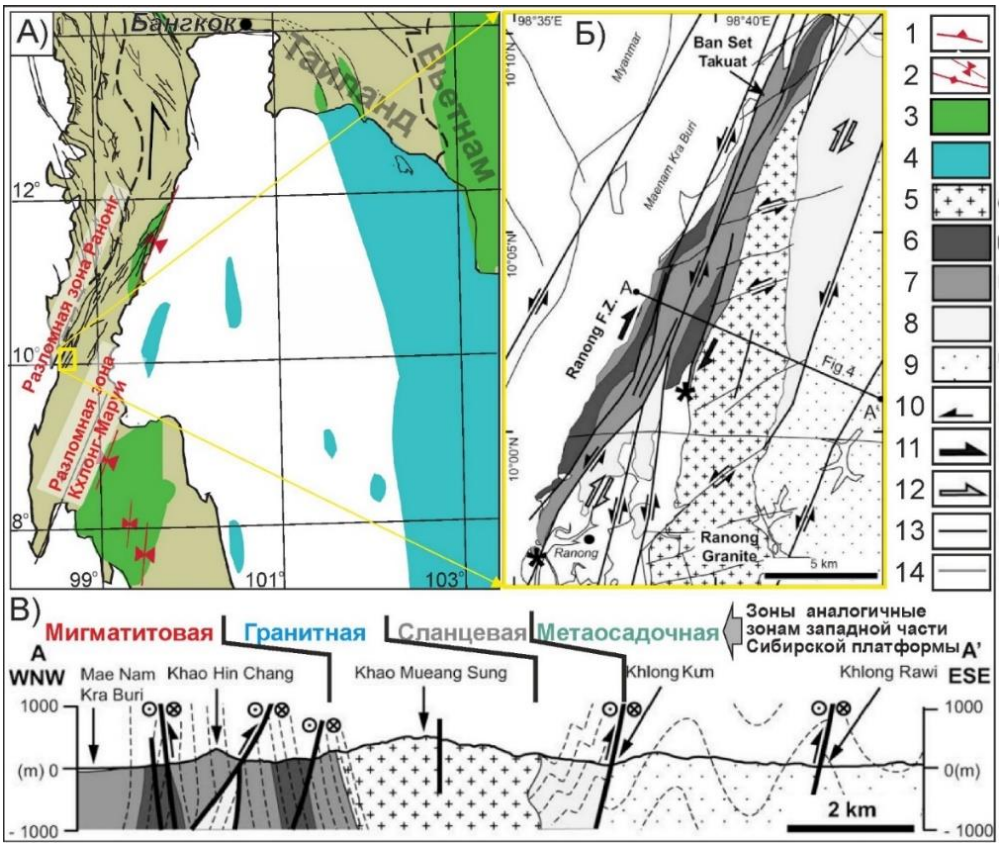


Рисунок 3.39 - Возможный тектонотип Приенисейской правосдвиговой зоны - разломная зона Ранонг

А) региональное положение разломной зоны Ранонг по [321]; Б) схема правосдвиговой разломной зоны Ранонг [339]; В) поперечный разрез А-А\ через центральную часть разлома Ранонг (см. Б) [339]

1-надвиги в мезозойской группе Хорат, реактивированные в качестве нормальных разломов, устанавливаемые на основе сейсмических профилей через бассейн Фитцанулок; 2-третичные складки в мезозойской группе Хорат; 3-регион с обнажениями мезозойских осадочных пород; 4-регион с погребенными мезозойскими осадочными породами; 5-граниты; 6 - D2 мигматиты; 7 - D2 милонитовые граниты; 8 - D1 рассланцованные осадки; 9-силикокластика (метагенная-?); 10 - D3 сдвиги; 11 - D2 сдвиги; 12 - D1 сдвиги; 13 - D3 главные разломы; 4 - D3 второстепенные разломы. **Фазы тектогенеза: D1** — несогласные правосторонние сдвиговые деформации при низких степенях метаморфизма; **D2** — наиболее интенсивная 2 фаза правосторонней сдвиговой деформации при средних и высоких степенях метаморфизма; **D3** — период левосдвигового разлома, отмеченного на поверхности крутопадающими разломами с широким диапазоном ориентировки

В пользу формирования в условиях сдвиго-сжатия говорит правосдвиговый дугообразный характер целой серии разломов, составляющих единую Приенисейскую разломную зону. Зональность этих разломов отвечает строению подобных зон аналогичных районов Земного шара (Рисунок 3.39). В центральной, осевой части в тесном парагенезе с мигматитизированными и высокометаморфизованными (выше амфиболитовой стадии) толщами находятся мигматитовые и бластомилонитовые линейные зоны. Ближе к периферии милонитизация сменяется процессами катаклаза, существенно палингенные высокобарические мигматитовые образования переходят в менее метаморфизованные толщи, интрудированные сформированной в осевых глубинных мигматитовых очагах гранитоидной магмой. Еще дальше от центра рассланцованные образования по серии разломов напрягают и дислоцируют слабо преобразованный осадочный чехол.

Форма и структура центральной части присдвиговой зоны в достаточной степени изучена геологосъемочными работами, соответствует результатам физических моделирований [285]. В меньшей степени, вероятно, исследованы периферийные, переходные к осадочному чехлу структуры присдвиговых дислокаций. Вероятно, и в этом случае, как и в моделях нормально построенных складчатых конвергентных зон нельзя обойтись без рассмотрения роли обратных надвигов, формирующих инденторное строение периферии осадочного чехла платформ [235, 141]. Результатами геолого-геофизических работ, в первую очередь сейсморазведки и бурения показано увеличение мощности промежуточного рифейского осадочного комплекса в прискладчатой зоне (см. Рисунки 3.38, 3.42). Пликативный «безразрывный» характер подобных построений, вероятно, не оправдан теоретически и фактически, поскольку опровергается данными бурения, сейсморазведки, реконструкциями процессов седиментогенеза.

Хотя с помощью сейсморазведки получить качественную временную картину при крутых углах наклона поверхностей отражения представляется маловероятным, по данным бурения скважины Карасайской-1, вскрываемый с глубины 1278 м до глубины 2475,8 м разрез представлен преимущественно переслаиванием перемятых и разлинзованных, с многочисленными зеркалами скольжения алевролитов, аргиллитов и сланцев ушаковской свиты. Подобная ситуация зафиксирована в Прибайкалье скважиной Прибайкальская 1, пробуренной в весьма похожей геодинамической обстановке [41], с поправкой на более существенную проявленность надвигообразования в нормальной (фронтальной) коллизионной зоне по сравнению с периферийной зоной транспрессии (косой присдвиговой). Природа таких сгруженных образований часто перспективных источников природного газа известна из литературы [324, 336], изучалась автором в полевых условиях (Рисунок 3.41).

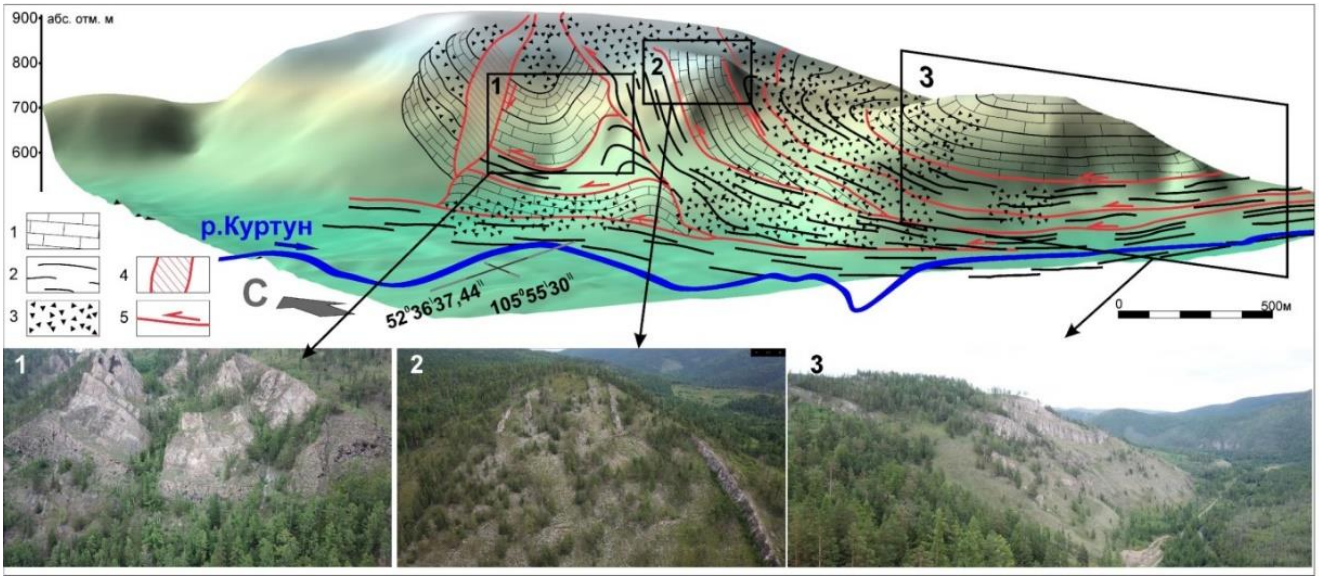


Рисунок 3.41 - Трехмерная модель геологического строения левобережья р.Куртун выше руч. Молька

(расположение на Рисунке 3.23.)

1-карбонаты улунтуйской свиты; 2-динамометаморфические сланцы голоустенской (в нижней части долины) и улунтуйской свит; 3-осыпные и задернованные склоны; 4-зона тектонически раздробленных пород; 5-разломы надвиговой и поддвиговой природы с указанием направления смещения

Обратный надвиг хорошо согласуется с результатами физического моделирования транспрессионной зоны [285]. Кроме того, для Присаянья фронтальный обратный надвиг достаточно уверенно картируется геологической съемкой и интерпретируется на временных разрезах в осадочном чехле платформы в качестве сначала Присаянского разлома на юге, затем севернее, в пределах Присаяно-Енисейской синеклизы - Курышского (в записке к листу О-46 третьего поколения ошибочно назван продолжением Главного Саянского разлома).

Подъем базальных горизонтов осадочного чехла Присаяно-Енисейской синеклизы в западном направлении, как и в случае западной периферии Ангаро-Ленской ступени, вероятно, не может быть объяснен никакой иной моделью, кроме, как наличием крупных поддвиговых дуплексных антиформ, сложенных сгруженными осадочными в различной степени метаморфизованными толщами. О характере и строение этих валов можно судить по мощным хаотичным пакетам достаточно ярких отражений на сейсмических разрезах (Рисунок 3.42). Вероятно, их генезис объясняется наличием сильно нарушенных пачек осадочных толщ, возможно компетентной природы, во фронтальной части пододвигающихся масс, перед фронтом поддвига индентора.

Таким образом, имеет место широко распространенный, уверенно устанавливаемый геологосъемочными и геофизическими исследованиями тектонический характер сочленения

осадочного чехла с метаморфическими и магматическими формированиями Восточных Саян и Енисейского кряжа по региональной разломной зоне. Он сводится к серии линейных антиформ (перикратонных дуплексов, например, Ельчиминский вал, лист O-46-VI), ограниченных со стороны платформы сместителями Присаянского разлома на юге, Курышского разлома севернее и выделенного автором Ельчиминского поддвига (но не сброса, как в материалах геологических карт масштаба 1:200 000) в районе Енисейского кряжа. Осадочные образования платформы показывают весьма выдержанные толщины, подтверждаемые результатами сейсмических наблюдений. Если бы в районе западной периферии Сибирской платформы в позднепротерозойско-раннефанерозойских палеопланах имелись бы поднятия, мы бы наблюдали резкие уменьшения мощностей одновозрастных осадочных толщ. Воздымание Канской глыбы и других структур складчатого обрамления, поэтому, началось после накопления нижнесреднепалеозойских толщ, то есть не раньше девона.

Таким образом, роль поддвигов и дуплексных сгруживаний в понимании современной структуры западной периферии Сибирской платформы трудно переоценить. Исключительно надвиговый характер основных разломов, как это показано на многих геологических и тектонических картах, привел бы к наползанию толщ обрамления на горизонты чехла, и, соответственно, к опусканию последних во всех интервалах залегания, в т.ч. приповерхностных. Наблюдается обратная картина воздымания периферии верхов осадочного чехла [19ф] (Рисунок 3.43).

В то же время, транспрессионный характер западной окраины Сибирской платформы обусловил, с одной стороны, высокий метаморфизм и, возможно, выдавливание глубинных коровых масс в структурах типа Канской глыб, с другой – позволил за счет менее интенсивных, нежели в условиях прямой конвергенции, и субнормальных по отношению к сместителям главной сдвиговой зоны сжатий, сформировать серии кулисообразных валообразных дуплексных сгруживаний в основании и по периферии кратонного чехла (Рисунки 3.42, 3.43).

Отсюда можно сделать вывод важнейший для нефтегазовых реконструкций по территории западной периферии Сибирской платформы. **Приенисейская региональная сдвиговая зона, осложняющая западную периферию Сибирской платформы, образовалась в пермо-триасе в результате масштабного сдвиго-сжатия. Соответственно, это имело место после реализации главных генерационно-аккумуляционных событий Приенисейской нефтегазовой системы.**

Если продолжить рассмотрение краевых частей современных относительно слабо дислоцированных осадочных образований Восточной Сибири в северном направлении можно констатировать сохранение основных закономерностей, установленных выше.

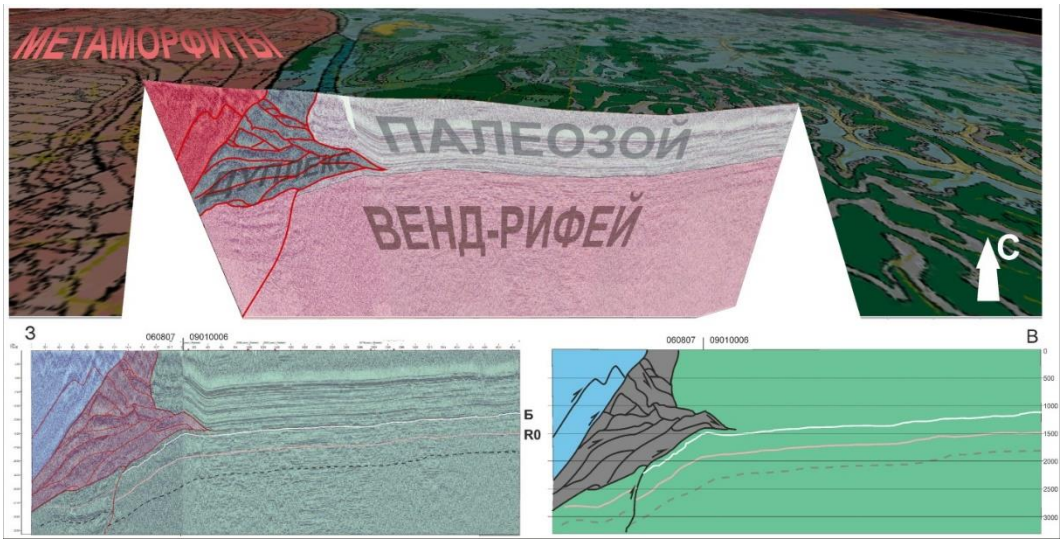


Рисунок 3.42 - Геологическое строение зоны сочленения Енисейского кряжа и Байкитской антеклизы по данным композитного профиля 060807-09010006

Вверху – сейсмогеологический временной разрез, совмещенный с геологической картой, внизу слева – он же в плоской вертикальной проекции, внизу справа - геодинамический временной разрез.

Цвета легенды геодинамического разреза и положение профилей см. на Рисунке 3.43.

При этом нельзя не пересмотреть выделение и характер крупных разломов и разломных зон. Путаница с прослеживанием отдельных разломов при составлении и сопоставлении карт миллионного масштаба, в том числе и последнего поколения очевидна (см. выше). Не совсем обоснованным представляется прослеживание Присаянского разлома, имеющего поддвиговый характер, из бассейнов рек Бирюсы, Уды в южном направлении, где кристаллические толщи Саян в различной степени круто взброшены или даже полого надвинуты на чехол платформы. Еще в начале прошлого века в Прибайкалье М.М. Тетяевым [238] был закартирован и описан Ангарский надвиг.

Вероятно, имеет смысл прослеживать продолжающие его сместители в северном направлении, где по данным листа N-47 третьего поколения [40] выделяются Тагул-Бирюсинский и Огнитско-Удинский разломы надвиговой природы.

Из анализа геологических карт, данных глубокого бурения и сейсмических разрезов можно сделать вывод о достаточно хорошо устанавливаемых связях и аналогиях строения всей периферийной присдвиговой зоны запада Сибирской платформы (Рисунок 3.43).

Главную роль, и на юге, и севернее, в районе Енисейского кряжа, играют две субпараллельные разломные зоны (Рисунок 3.43, врезка) – надвиговая, продолжающая Ангарский надвиг и поддвиговая, представленная Присаянским, Курышским, Ельчиминским разломами кулисного строения. Надвигание Ангарского разлома, вероятно, через серию более

мелких выделяемых геологической съемкой севернее надвигов, продолжается Ангаро-Бахтинским разломом в районе Енисейского кряжа, также надвиговой природы. Восточнее отдельные кулисные поддвиги Присаянской разломной зоны, находятся в тесном парагенезе с валообразными дуплексными сгруживаниями, несколько отклоняясь от генерального направления сместителя к северо-востоку. Таким образом, в строении прискладчатого платформенного чехла в районе Саян от Главной правосдвиговой бластомилонитовой зоны последовательно выделяется зона интенсивного метаморфизма и гранитизации, надвинутая (возможно пододвинутая, вдвинутая) через метаморфические чешуи или пластины на (под, в) дуплекс сгруживания. В процессе над-, под-, в-двигания складчатых пластин этот дуплекс и был сформирован. Он, в свою очередь, будучи сложенным в меньшей степени метаморфизованными образованиями чехла, как бы толкал и приподнимал чехол в западном борту Присаянского прогиба (Рисунок 3.43).

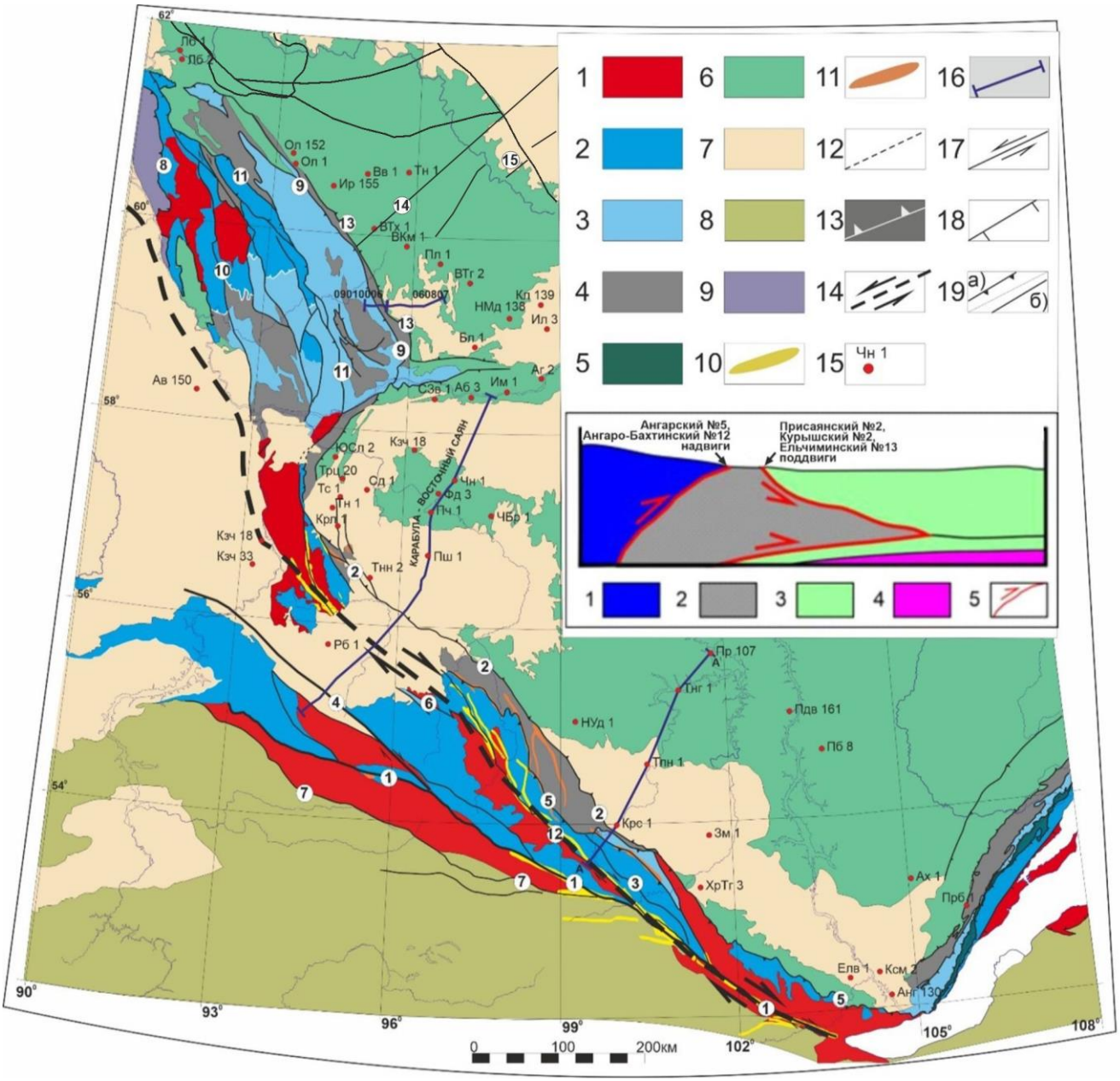


Рисунок 3.43 - Геодинамическая схема юго-западной периферии Сибирской платформы

Условные обозначения к Рисунку 3.43. на след. стр.

1-осевой надвиговый и сдвиговый высокопреобразованный интрузивно-метаморфический комплекс; 2-синколлизионные и транспрессионные метаморфиты, эффузивы и интрузии; 3-метаморфизованные толщи верхнего рифея-нижнего палеозоя (зеленосланцевая фация); 4-антиформы преднадвигового сгруживания, существенно дислоцированные и разрушенные, слабометаморфизованные осадочные толщи в т.ч. преднадвиговая моласса; 5-преимущественно карбонатные осадочные образования антиформ преднадвигового сгруживания; 6-слабо дислоцированные платформенные образования нижнего структурного яруса, сформированные до девонского рифтогенеза; 7-верхний структурный ярус осадочного чехла Сибирской платформы, сформированный после и, частично, во время девонского рифтогенеза; 8-гетерогенные образования внешних зон обрамления платформы, интрузивные, метаморфические, осадочные; 9- образования Исаковского террейна; 10-бластомилонитовые зоны; 11-катаклазитовые зоны; 12-предполагаемые, невскрытые разломы; 13-возможный надвиговый фронт позднерифейского орогена 850 млн.л.; 14-осевая часть Приенисейской сдвиговой зоны 280 млн.л.; 15-глубокие скважины; 16-сейсмические профили; 17-разломы преимущественно сдвиги 280 млн.л.;18-крупные сбросы 10 млн.л - н.в.; 19- а) надвиги и поддвиги, б) разломы неустановленной природы. **Главные разломы (цифры в кружках):** 1-Главный Саянский; 2-Присаянский (на севере - Курышский) поддвиг; 3-Хульцайский; 4-Туманшетский; 5-Ангарский надвиг; 6-Канский; 7-Восточно-Саянский; 8-Исаковский; 9-Ангаро-Бахтинский надвиг; 10-Усть-Ангарский; 11-Ишимбинский; 12-Бирюсинский; 13-Ельчиминский, 14-Большепитско-Кислоканский

На врезке **Принципиальный схематический разрез глубинного строения западной периферии Сибирской платформы**: 1- в различной степени метаморфизованные и интрузивные образования; 2-слабометаморфизованные дислоцированный чехол, перикратонный дуплекс; 3-осадочный чехол; 4-фундамент; 5-разломы с направлением смещений

Внутриплатформенные герцинские дислокации.

Процессы тектогенеза в пермо-триасовое время [12, 48, 49], ярко проявились и во внутренних районах Сибирской платформы. Одним из результатов стало возникновение Ангарской зоны складок. История её развития в промежутке от ордовика до карбона из-за отсутствия отложений силура и девона в геодинамическом отношении в полной мере не ясна. Достаточно уверенно можно говорить о формировании в это время контрастного Собинско-Джелиндуконского структурного мыса, но более точной привязки данного события нет. Пермо-триасовый диатремовый магматизм приурочен к узлу пересечения Вилюйско-Мархинского и Ангаро-Алымджинского разломов. Поскольку Собинско-Джелиндуконский структурный мыс и Чадобецкое поднятие также связаны с Ангаро-Алымджинским разломом более вероятно начало их развития в раннегерцинское время. Одна из наиболее контрастных внутриплатформенных

герцинских структур - присдвиговый Иркинеевский выступ. Он вытянут от юго-восточной оконечности субмеридионального, транспрессионного Енисейского кряжа в восточном направлении на 90 км, где имеет ширину около 50 км и извилистые контуры.

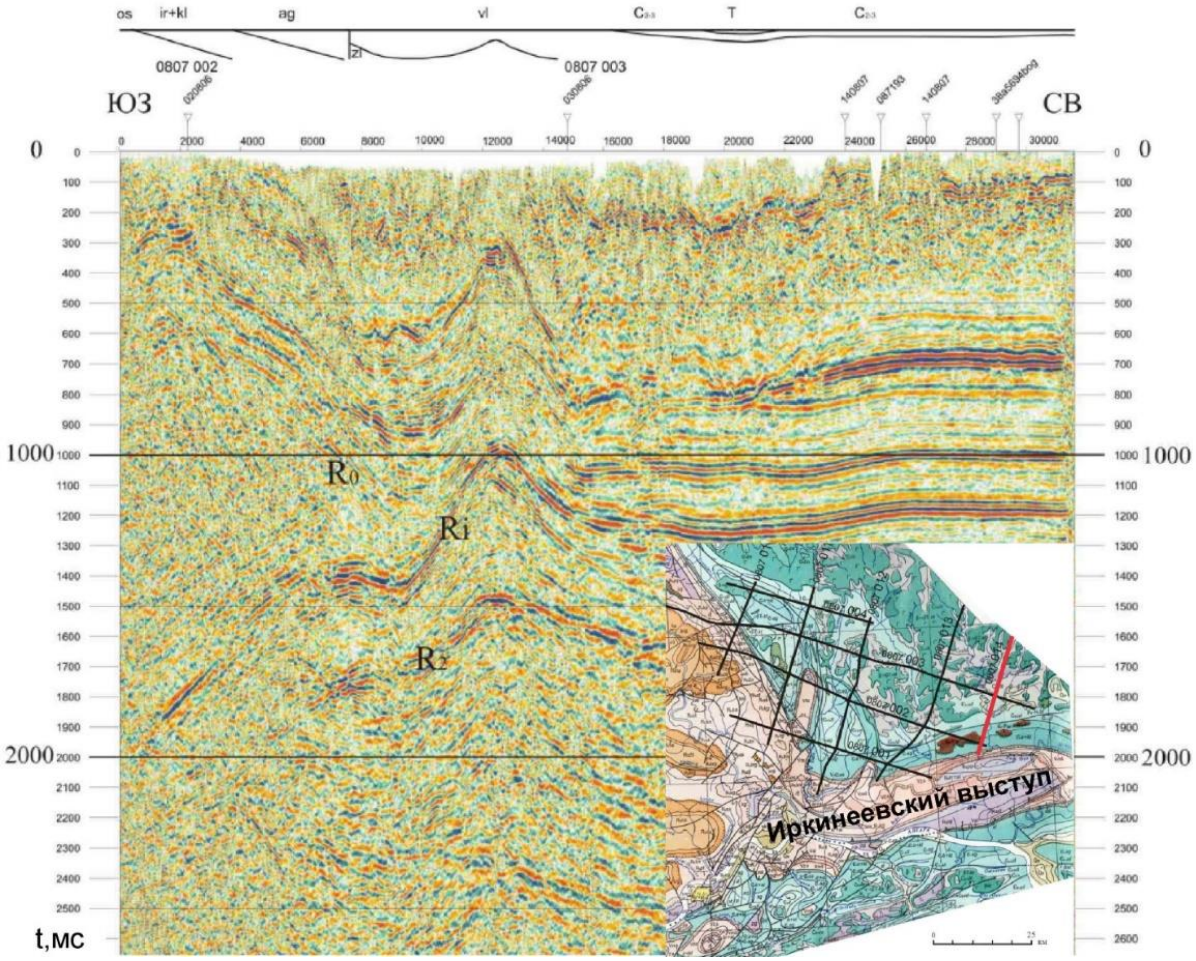


Рисунок 3.44 - Характер глубинного строения северной краевой части Иркинеевского выступа (отражающие горизонты даны по [249])

В ядре обнажены в различной степени метаморфизованные толщи рифейского возраста. Краевые части образуют вдвиговое сочленение с прилегающими осадочными толщами чехла платформы, как бы приподнимая верхнюю часть и надвигаясь на нижнюю. По данным Ю.А.Филипцова [249] (Рисунок 3.44) в данном случае имеет место резкое стратиграфическое несогласие между отражающими горизонтами R1 и R0. Однако такая интерпретация сейсмической картины не выглядит достаточно убедительной, поскольку выравнивание на верхний горизонт R0 приводит к ещё большей дислоцированности горизонта R1. То есть, верхние горизонты преобразованы интенсивнее, чем нижние, что характерно для тангенциальных сжатий над срывами.С другой стороны, на более ясной сейсмической картине по профилям аналогично построенного Енисейского кряжа хорошо читается дуплексный вдвиговый характер сочленения крупной антиформы с чехольными формированиями платформы (см. Рисунок 3.42). Весьма

вероятно, что глубинное строение таких антиформных структур объясняется «цветковой транспрессионной» моделью (Рисунок 3.45). В связи с этим напрашиваются прямые аналогии транспрессионного механизма формирования Джеюктинского и Иркиневского выступов. Соответственно, весьма похоже и строение ловушек газа - валообразных структур Ангарской зоны складок в периферийных надвигах – боковых «лепестках цветковой структуры» и Бысахтахского вала, контролирующего залежи одноименного месторождения.

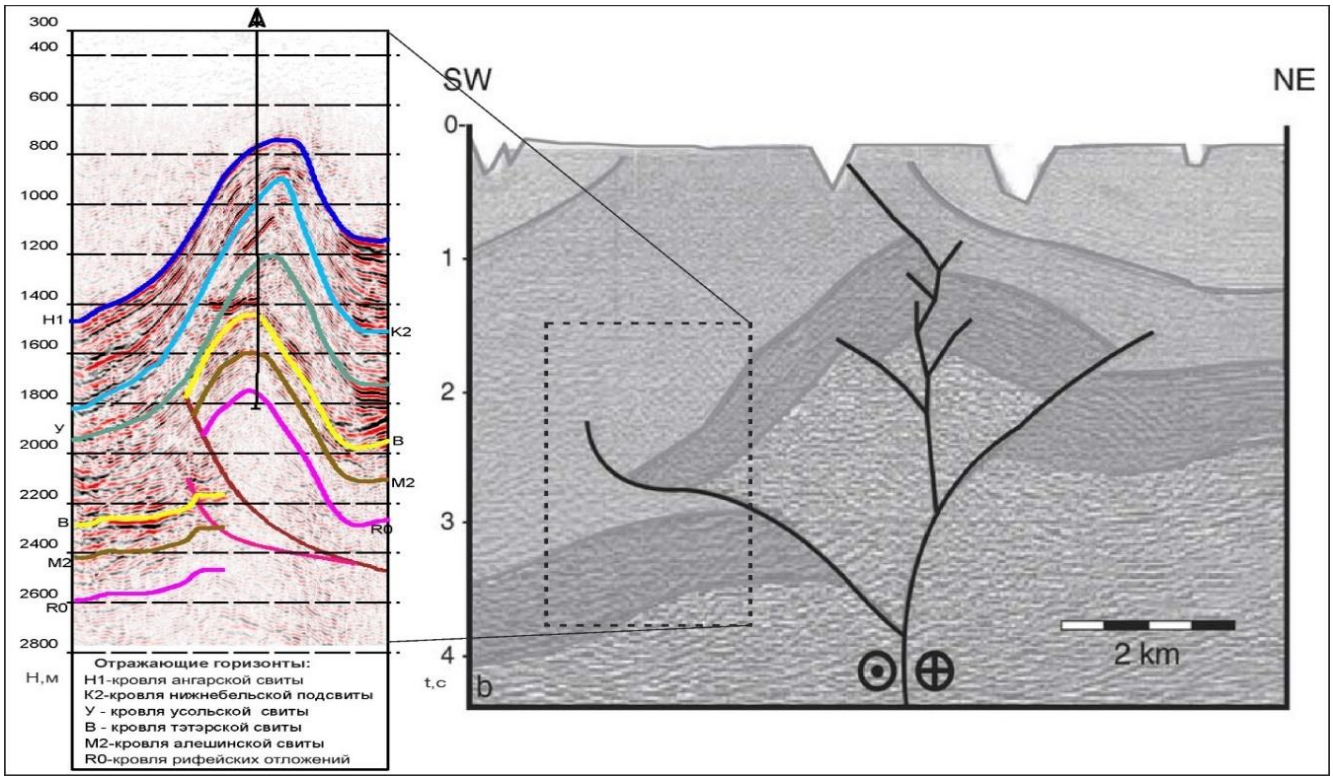


Рисунок 3.45 - Сейсмический разрез одного из валов в обрамлении Иркинеевского выступа (слева) и возможный аналог складок Иркинеевского выступа - положительная цветковая структура из бассейна Ардмор [312] (справа)

Штрих-пунктиром показана аналогичная позиция

Вдоль широтного течения р. Ангары, в качестве обрамления и продолжения Иркинеевского выступа, картируется целая система контрастных преимущественно линейных складок, протягивающаяся к востоку до устья р. Ковы [128]. Все эти складки относятся к категории приразломных, связаны близостью морфологии, частой кулисностью сочленения и выделены Т.Н. Спижарским [218] в Ангарскую зону складок. Соответствующая этой структуре Ангаро-Ленская «внегеосинклинальная» складчатая зона Сибирской платформы, рассматривалась Н. П. Херасковым (1963), М. В. Муратовым и В. Е. Хаиным (1968), а затем и К.А. Клитиным с соавторами [85] как пример складкообразования в результате палеозойской тектонической активизации платформенной области, в свою очередь завершившей геосинклинальное развитие в докембрии. Такой, по сути, метафизический подход, не требующий геодинамических обоснований наблюдений, позволял многие десятилетия рассматривать любые,

даже весьма мелкие участки платформенных и складчатых областей, в качестве «активизировавшихся». Главным удобством использование понятий «тектонической активизации», «тектоно-магматической активизации», «инверсии» и т.п. до наших дней выступает отсутствие необходимости объяснять механизм этих явлений, воспринимаемых использующими их исследователями, как нечто «данное свыше», само собой разумеющееся.

Существуют современные научные объяснения геодинамического формирования подобных структур. В многочисленных опубликованных плитотектонических исследованиях [290, 302, 312, 321] описаны внутриплатформенные линейные тектонические сдвиговые зоны, на простирании которых могут в различной степени локально проявляться обстановки сдвиго-сжатия (транспрессии) и сдвиго-растяжения (транстенсии). Природа и морфология таких зон определяются двумя факторами. Во-первых, формой с той или иной степенью трансформности конвергентно взаимодействующих литосферных плит и кинематикой этого взаимодействия. Во-вторых, важную роль играет гетерогенная геологическая структура фундамента плит, в пределах которых развиваются подобные формы. Чаще всего сдвижения, сгруживания и проседания отдельных участков коры происходят в соответствии с простиранием древних шовных (сутурных) зон, возникших на стадии кратонизации литосферных плит. Соответственно, для понимания природы присдвиговых зон желательно иметь представление о геодинамической истории развития земной коры, изученной в максимально полном объеме. Несомненно, подобные исследования позволяют выполнить интерпретацию региональной геодинамики на более высоком уровне, однако, не во всех случаях. Часто этому препятствуют отсутствие нужных сведений или необходимость существенных затрат сил и времени на их получение, не всегда возможные в рамках отдельных проектов.

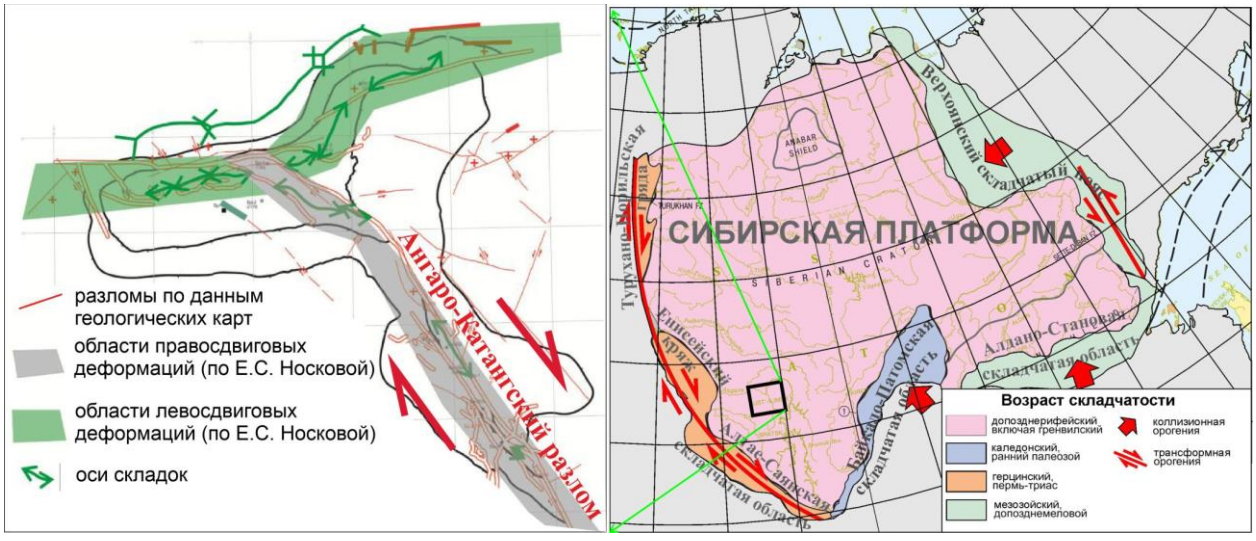


Рисунок 3.46 - Кинематическая схема Берямбинского поднятия и Ангаро-Катангского разлома [158] и его положение на тектонической схеме (справа)

Поэтому, вероятно, следует ограничиться фанерозойской историей геодинамического развития территории и не погружаться в гипотезы образования докембрийского субстрата, основания чехла. В этой связи нужно ещё раз указать на правосторонний характер Приенисейской сдвиговой зоны показанный выше и аналогичный ему правосдвиговый характер Ангаро-Катангского разлома (Рисунок 3.46).

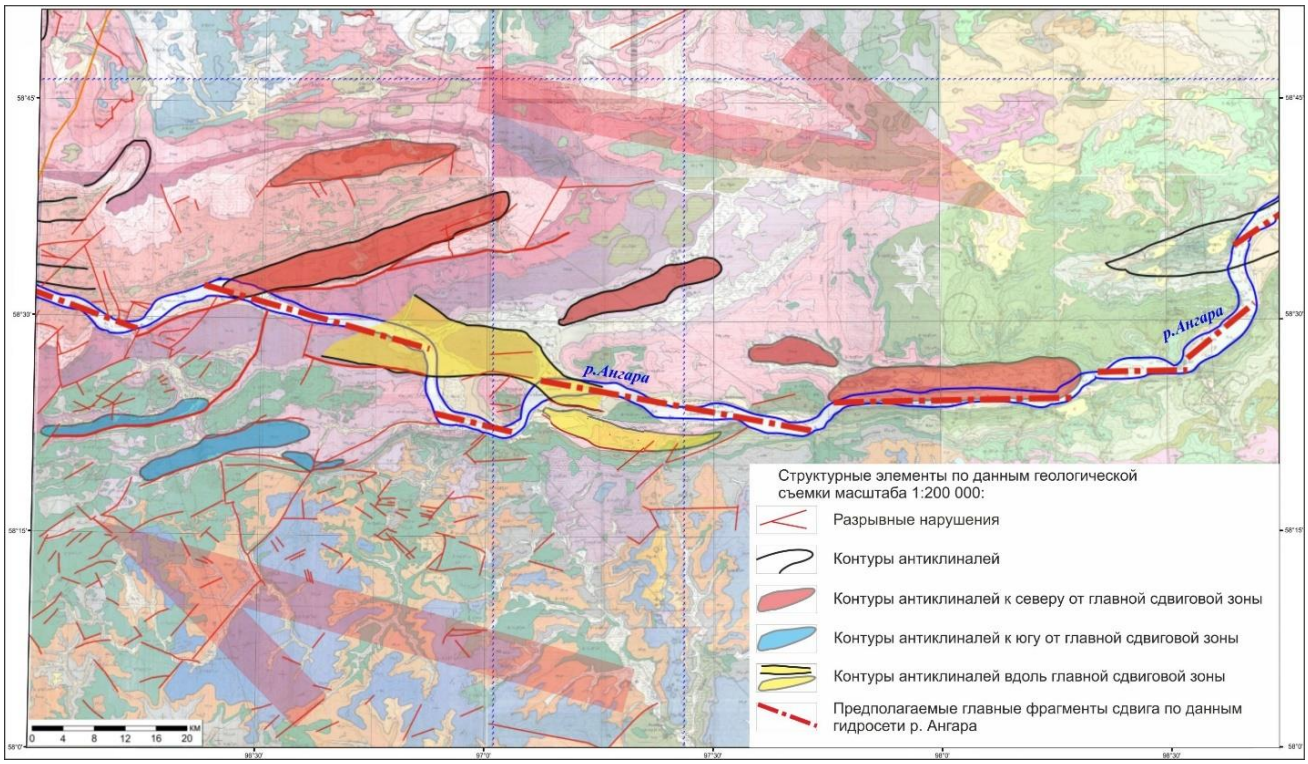


Рисунок 3.47 - Тектоническая схема Ангарской зоны складок

Положение см. на Рисунке 3.49

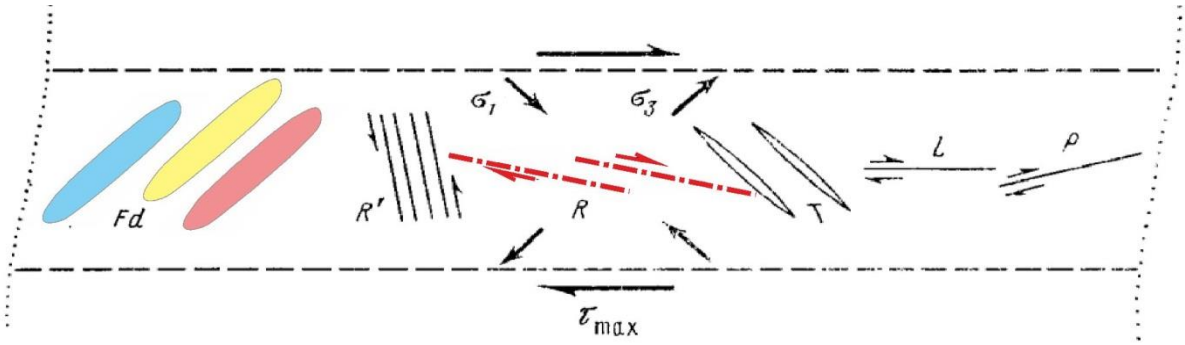


Рисунок 3.48 - Структуры, ассоциируюшие с правосторонним сдвигом [230]

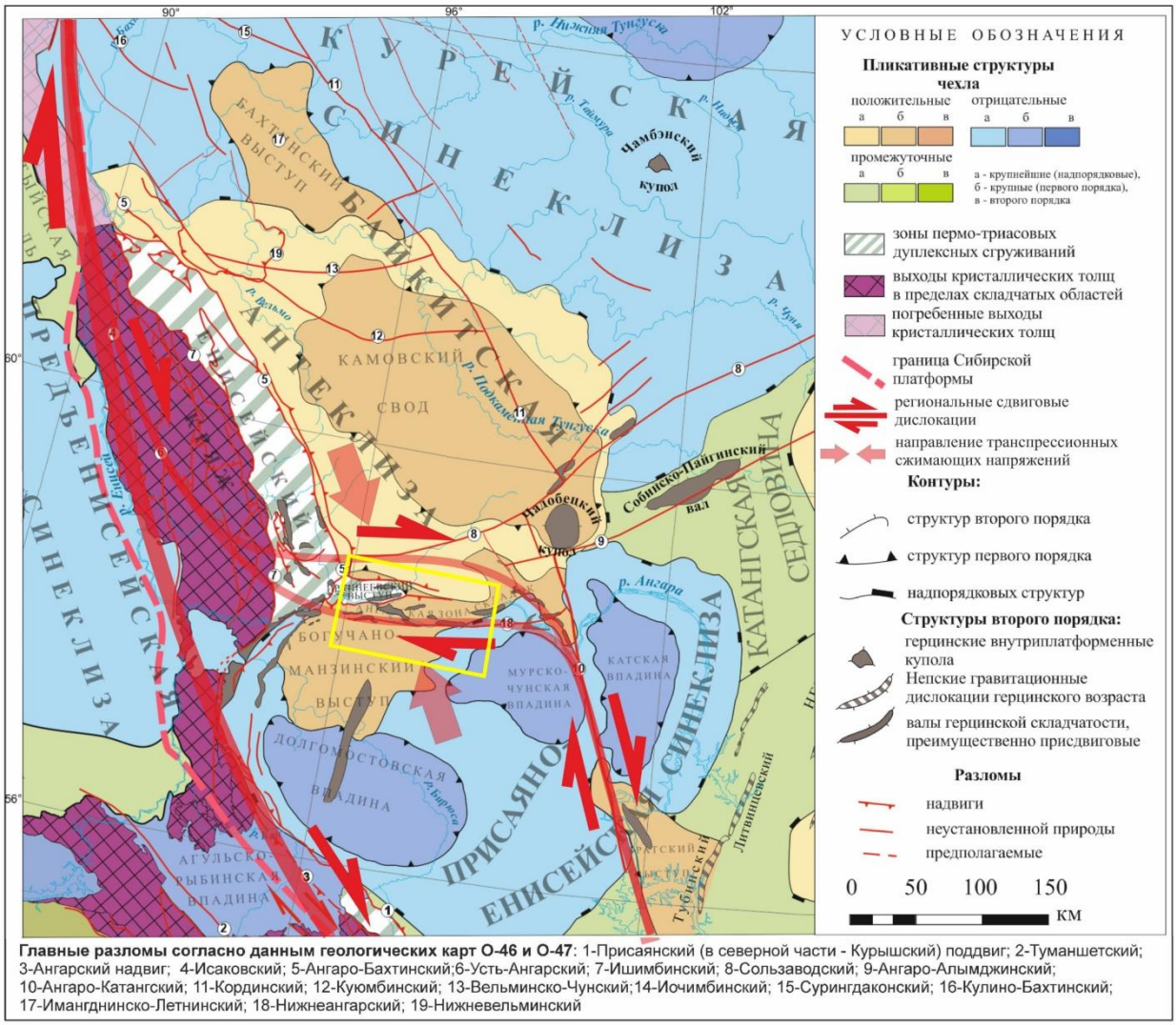
Вероятно, именно правосдвиговое смещение крупных блоков Сибирской платформы в пермо-триасе обусловило и правостороннее транспрессионное поле тектонических напряжений Ангарской зоны складок. Это достаточно уверенно устанавливается на основе анализа всех линейных антиклинальных структур закартированных по поверхностным выходам в Нижнем Приангарье (Рисунок 3.47). В зонах сдвигов [230] в первую очередь развиваются син- (R) и антитетические (R\) сколы (Рисунок 3.48). Первые из них ориентированы под острыми (15-300°)

углами к поверхности главного сдвига τ_{max} и направлены навстречу движущимся блокам. Они имеют тот же знак смещения, что и главный сдвиг и отличаются большими длинами и амплитудами. Вторые субнормальны магистральному разрыву и имеют знак движения, противоположный главному смещению. В парагенез сдвиговых структур (Рисунок 3.48) входят кулисные складки линейной или брахиантиклинальной формы (*Fd*), косо ориентированные к плоскости магистрального сдвига, но вытянутые по движению блоков. Кроме того, в этих же зонах присутствуют трещины отрыва (*T*), субнормальные кулисным складкам. Они развиваются в сочетании со сдвигами, чаще всего на концах сдвигов R. На поздних этапах развития сдвигов возможно появление продольных (L) и обратных косых (P) синтетических сдвигов [230].

В этом ракурсе Ангарская зона складок, вероятно, представляет собой транспрессионный изгиб правосдвиговой региональной тектонической зоны, ответвляющейся на юго-восток от главной Приенисейской зоны в районе Енисейского кряжа вглубь тела Сибирской платформы (Рисунок 3.49). В пределах этой зоны проявлены как правосдвиговые разломные деформации, аналогичные показанным на рисунке 3.45, так и кулисные складки, сформированные сдвиго-сжатием. Возможно, подобные структурные ловушки контролируют и залежи Моктаконской зоны нефтегазонакопления севернее в зоне воздействия Сурингдаконского разлома.

Последней, как представляется, значительной и достойной рассмотрения с точки зрения перспектив нефтегазоносности группой структур является система куполов и центральных интрузий, расположенных вдоль 101-го меридиана на севере и вдоль 100-го меридиана южнее Сользаводского и Ангаро-Алымджинского разломов (Рисунок 3.49). С севера на юг вдоль Гули-Зиминской вероятной глубинной разломной зоны картируются на различных уровнях Гулинский щелочно-ультраосновной массив и другие подобные интрузии центрального типа бассейна р.Котуй. Южнее на меридиане 101° в.д. сейсморазведкой и структурным картированием оконтурен Чириндинский купол. Ещё южнее на том же меридиане – Чамбэнский купол. Практически на продолжении этой линии, с учетом правостороннего смещения по Сользаводскому или Ангаро-Алымджинскому правосторонним сдвигам на меридиане 100° подробно исследовано Чадобецкое куполовидное поднятие. Заканчивается Гули-Зиминская глубинная разломная зона Зиминской группой щелочно-ультраосновных интрузий центрального типа бассейна реки Белая. Таким образом в этой зоне оказываются совмещены раннетриасовые плутоны Гулинской и других северных интрузий, мелкие тела, также раннетриасовые штоки и дайки чадобецкого комплекса, Чириндинский и Чамбэнский куполы. Интрузии центрального типа Зиминской группы, ранее датировавшиеся девоном, в настоящее время рассматриваются в качестве докембрийских [40], что, весьма маловероятно по многим причинам. Главная из них – существенные недостатки применения методик определения абсолютного возраста пород, часто интерпретируемого некорректно. Другие причины имеют геодинамический характер, в том

числе, резкое несовпадение докембрийского возраста с временами проявления ультраосновного щелочного магматизма на территории запада Сибирской платформы и по её западному обрамлению (горячегорский ультраосновной щелочной магматизм Кузнецкого Алатау – ранний девон, кийский ультраосновной щелочной комплекс Енисейского кряжа – пермь).



Главные разломы согласно данным геологических карт О-46 и О-47: 1-Присаянский (в северной части - Курышский) поддвиг; 2-Туманшетский; 3-Ангарский надвиг; 4-Исаковский; 5-Ангаро-Бахтинский;6-Усть-Ангарский; 7-Ишимбинский; 8-Сользаводский; 9-Ангаро-Алымджинский; 10-Ангаро-Катангский; 11-Кординский; 12-Куюмбинский; 13-Вельминско-Чунский;14-Иочимбинский; 15-Суринградконский; 16-Кулино-Бахтинский; 17-Имангднинско-Летнинский; 18-Нижнеангарский; 19-Нижневельминский

Рисунок 3.49 - Тектоническая схема западной части Сибирской платформы

В желтой рамке положение схемы на рисунке 3.47.

Чадобецкий купол вероятно совмещает в себе основные черты структур этой тектонической системы. Его строению посвящен ряд статей, основанных на изучении крупномасштабных геологосъемочных материалов [207, 8ф, 22ф]. В центральной части Чадобецкого купол выявлены субмеридиональные жильные тела щелочно-ультраосновного состава и кимберлитовые трубки взрыва ранне-среднетриасового возраста. Вероятно, движение глубинных масс по ослабленным субвертикальными разрывными нарушениями зонам привело к «задирам» и воздыманию осадочных толщ, сформировавшему положительную изометричную

структуру. Возможно, на глубине, в невскрытых эрозией ядрах Чамбэнского и Чириндинского куполов будет встречена похожая картина. Вероятно, заметно дальше эволюционировали эти процессы на юге и севере Гули-Зиминской зоны, сформировав крупные ультраосновные щелочные интрузии центрального типа. Такая геологическая модель значительно снижает перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов крупных структурных ловушек УВ Чамбэнского и Чириндинского куполов.

3.2.2.7. Мезозойский-альпийский тектогенез. Енисей-Хатангский региональный прогиб.

Процессы косой коллизии Сибирской и Русской платформ посредством коллажа террейнов, сформировавших доюрское основание Западно-Сибирской плиты, в пермо-триасе привели к образованию многочисленных транспрессионных структур, крупнейшей из которых является Енисейский кряж, и ряда транстенсионных рифтов, прогибание над которыми создало осадочный чехол Западной Сибири и Енисей-Хатангского прогиба. Енисей-Хатангская зона сдвиго-сжатия [333], выделяемая в центральной части последнего, формировалась как показывают анализы мощностей по данным бурения и сейсморазведки в различных своих частях с конца триаса по эоцен (событие 6 на Рисунках 3.5, 3.6).

Совершенно иная модель строения этой структуры приводится в записках к миллионным листам третьего поколения [50, 182]. В них система валов носит название Центрально-Таймырского шва или конвергентного шва, время начала формирования которого относится к апт–альбу. В этой связи весьма непонятным выглядит проведение границы Сибирской платформы по этой линейной структуре. Вероятно, более обоснованным будет рассматривать Енисей-Хатангскую зону сдвиго-сжатия в качестве транспрессионной структуры, осложняющей северную, листрически утонченную, периферию Сибирского кратона. Соответственно, следует включать в состав последней Енисей-Хатангский прогиб и проводить границы платформы севернее (см. Рисунок 3.6), в осевой части (на глубине) Таймырского складчатого пояса, ориентируясь на простирание зоны существенно мигматитового метаморфического комплекса HIZ или UHP, обнажающегося в апикальной части структуры дуплексного сгруживания и выдавливания высокометаморфизованных, в значительной степени анатектически переработанных осадочных пород и коровых масс [318].

В соответствии с такой историей развития Енисей-Хатангский региональный прогиб формировался двустадийно. На первой стадии он представлял из себя несколько нетипичный, со сдвиговой составляющей перикратонный (предгорный) прогиб. Сформированные в позднем палеозое на платформенной окраине, возможно в условиях внутреннего задугового бассейна, осадочные толщи в конце герцинской эпохи были смяты в складки несколько косым

коллизионным орогенезом. Синхронные коллизии сдвиговые процессы обусловили как масштабные проявления рассеянного транстенсионного базитового магматизма, так и высокую насыщенность силлами в зонах сжатий и сдвиго-сжатий. После завершения главной фазы формирования орогена перед его фронтом в среднем позднем триасе накапливались мощная молассовая формация со значительной долей, вероятно, переотложенных верхненепермско-нижнетриасовых пирокластики и лавового материала. Процессы магматогенеза продолжались, вероятно, до начала ранней юры, приобретая все более щелочной внутриплатформенный характер.

На второй стадии созданные пермо-триасовым сдвиго-растяжением глубинные рифтогенные структуры продолжали обеспечивать синеклизное опускание Енисей-Хатангского прогиба, аналогично основанию Западно-Сибирской плиты на продолжении юрского периода (событие 9 на Рисунках 3.5, 3.6). Вероятно, значительно ускорился и достиг апогея этот процесс в поздней юре в результате воздействия целой серии плит, коллизионно причленявшихся с востока и юга к Сибирской платформе. На её востоке и юго-востоке в поздней юре началось формирование Верхоянского и Станового складчатых поясов, соответственно.

3.2.2.8. Мезозойские коллизии и транспрессии

Изученность и, самое главное, проработанность геодинамической модели восточной периферии Сибирской платформы, Верхоянского складчатого пояса в настоящее время находится на более высоком уровне нежели модели орогенов Байкало-Патома, Таймыра и Присаянья, рассмотренных выше. Основные моменты хорошо обоснованы и изложены в монографии «Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия)» [168] (Рисунок 3.50).

Протяженность всего Верхоянского складчатого пояса в субмеридиональном направлении, включая Сетте-Дабанский отрезок, превышает 1300 километров по прямой линии. Верхоянский складчатый пояс делится на ряд сегментов. В тектоническом строении наблюдаются как весьма близкие аналогии, так и отличия, выявляемые для всего Верхоянья и Сетте-Дабана. Платформенная часть Верхоянского пояса на западе ограничена склонами платформы, а на востоке не имеет бортов, своими базальными автохтонными комплексами погружаясь под складчатые образования Верхоянского орогена.

В результате наших исследований, выполненных в период с 2010 по 2016 годы, вдоль восточной периферии Сибирской платформы удалось существенно уточнить и детализировать тектоническое строение Предверхоянского и Предсеттедабанского прогибов, характер их сочленения со структурами складчатого обрамления. Это помогло наметить перспективные на

углеводородное сырьё зоны, связанные с увеличенными толщинами осадочного чехла в пределах перикратонных опусканий, в первую очередь Предверхоянского сектора [16ф].

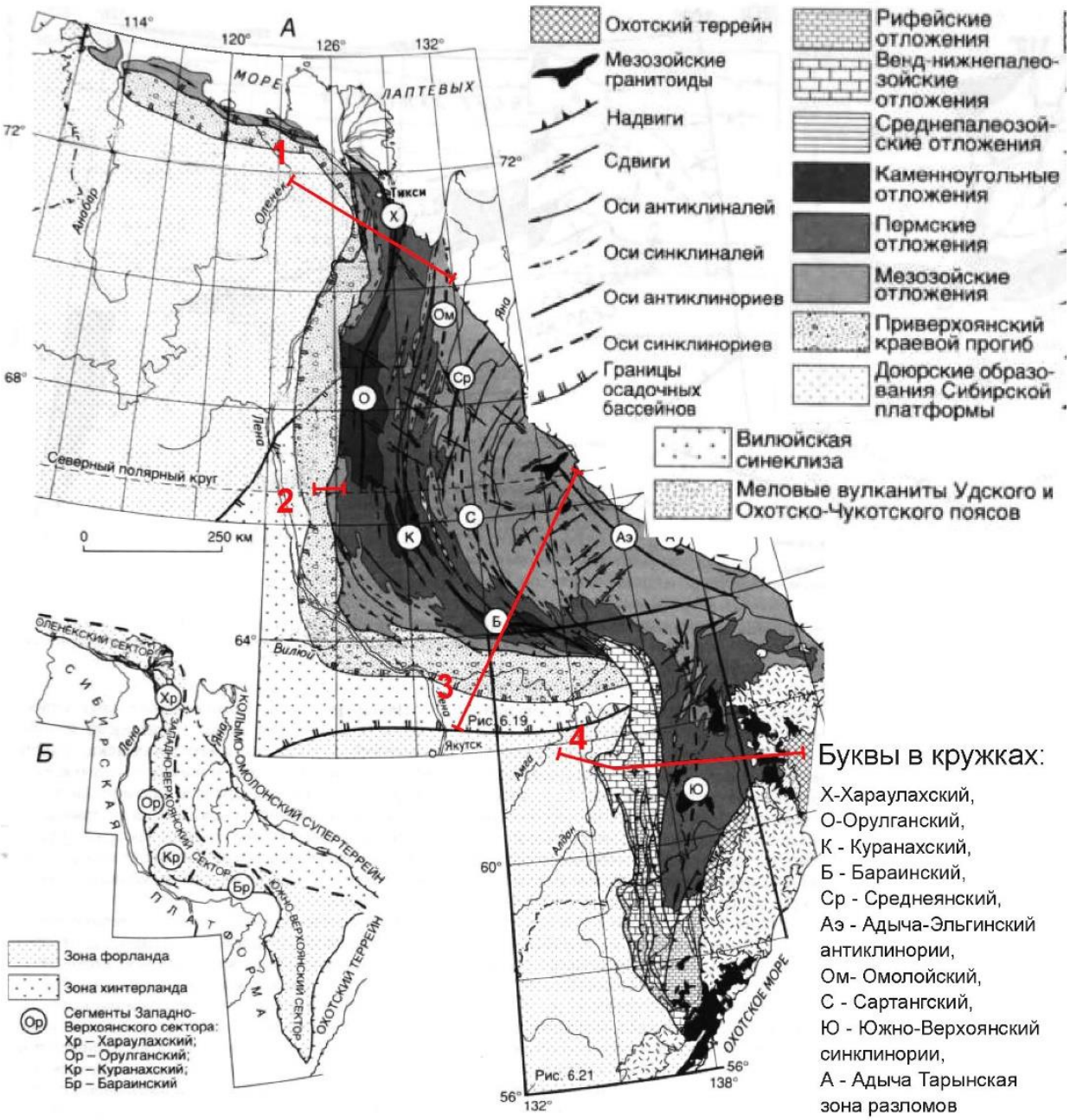


Рисунок 3.50 - Структурная схема (А) и схема тектонического районирования (Б) Верхоянского складчатого пояса [168]

Красными линиями и цифрами показаны сечения и их номера, приведенные ниже

В настоящее время хорошо доказано складчато-надвиговое строение Предверхоянского перикратонного прогиба [168, 16ф]. Сейсмические наблюдения по профилю 3-ДВ (2010 г.) показали, что Сибирской платформы оказалась в конце юры – мелу (событие 10 на Рисунках 3.5, 3.6) под Верхоянский складчатый пояс на многие десятки километров. Складчатые толщи последнего являются дислоцированными и в различной степени метаморфизованным осадочным

чехлом Сибирской платформы, формировавшимся на её пассивной окраине в позднем палеозое – мезозое [168, 16ф].

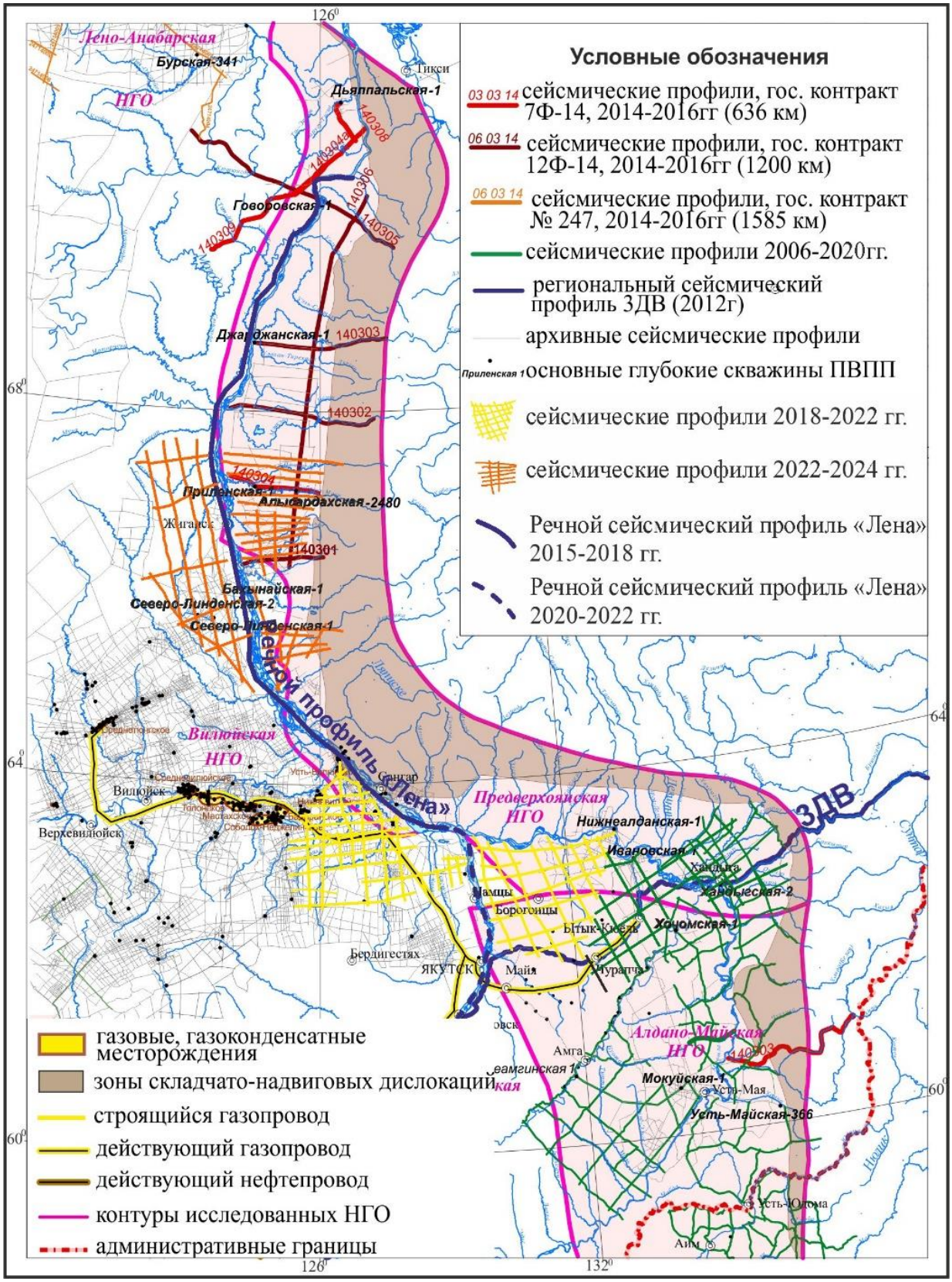


Рисунок 3.51 - Схема изученности востока Сибирской платформы сейсморазведкой и глубоким бурением

Предверхоянский перикратонный прогиб (ПВПП) протягивается от низовий Лены до субширотного нижнего течения Алдана в виде выгнутой к юго-западу дуги. На востоке граничит с надвинутыми на него северным и средним сегментами Верхоянского складчатого пояса. Дорифейский фундамент погружен на глубины от 5 до 15-20 км [168]. Прогиб расположен на окраине Сибирской платформы и выполнен отложениями палеозоя - юры платформенного типа и мощными (до 4-5 км) тонкообломочными угленосными толщами нижнего и верхнего мела. На большей части прогиба они залегают полого моноклинально и лишь во внутренней, прискладчатой зоне смяты в линейные складки, осложненные надвигами и поддвигами. Эта внутренняя зона прогиба выделяется в качестве самостоятельного Предверхоянского надвигового пояса [180].

Геолого-геофизическая изученность прогиба недостаточна для того, чтобы считать законченным региональный этап геолого-разведочных исследований (Рисунок 3.51). В пределах Китчанской надвиговой зоны известны сейсморазведочные исследования МОВ середины пятидесятых годов прошлого века. Центральная часть меридиональной ветви прогиба изучалась работами МОГТ в конце 70-х начале 80-х годов. В последние годы выполнены работы МОГТ в районе широтного сегмента прогиба в пределах Нижне-Алданской и Усть-Амгинской площадей. В 2010 году восточную часть Предверхоянского перикратонного прогиба пересёк региональный геофизический профиль 3ДВ. К 2014 году плотность сейсмических работ (МОГТ+МОВ) на территории прогиба составляла приблизительно 0,09 км/км^2. Северная часть сейсморазведочными работами до 2016 года была практически не изучена. Качество и плотность сети сейсмических профилей, отработанных до середины 80-х годов прошлого века, не позволяли уверенно подготовить или выявить поисковые на нефть и газ объекты.

В пределах Предверхоянской НГО, территориально совпадающей с ПВПП, пробурено по различным данным около 50 глубоких скважин. Большинство из них носит поисковый и разведочный характер и пройдены в районе Китчанской антиклинали и Усть-Вилюйского месторождения. На остальную часть ПВПП приходится около десяти параметрических скважин. Общая плотность бурения составляет порядка 0,65 м/км^2. В 1962 г. в северной ветви прогиба ПГО «Ленанефтегазгеология» было выполнено бурение опорной скважины Джарджанская-1. В 70-80-е годы прошлого столетия пробурены четыре параметрические скважины: Алысардахская-2480, Приленская-1, Говоровская-1, Дъяппальская-1. В 2014 году в северной части ПВПП в рамках двух государственных контрактов 7Ф-14 и 12Ф-14 были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-2D по редкой региональной сети сейсмических профилей (Рисунок 3.51). Проведенная корреляция основных отражающих горизонтов сейсмического профиля №140304А, а также привязка отражающих горизонтов сейсмических профилей 140304А, 140308, 140307, 140305 по каротажу и разбивкам скважин Дьяппальская-1 и Говоровская-1 позволили уточнить

конфигурацию и глубинное строение валообразных антиформ в прискладчатой зоне ПВПП. Эволюцию взглядов на структуру подобных валов можно рассмотреть на примере Сетасской антиклинали. Раннее представление о глубинном строении основанное на изучении поверхностных выходов горных пород, отражено на рисунке 3.52 и весьма напоминает представления о сочленении чехла и горной области в Предпатоме [148, 403ф].

В указанной выше монографии по тектонике Якутии приведены более современные представления о строении Предверхоянского прогиба, в том числе о наличии обратных надвигов (Рисунок 3.53) в сечении профиля, проходящего несколько севернее.

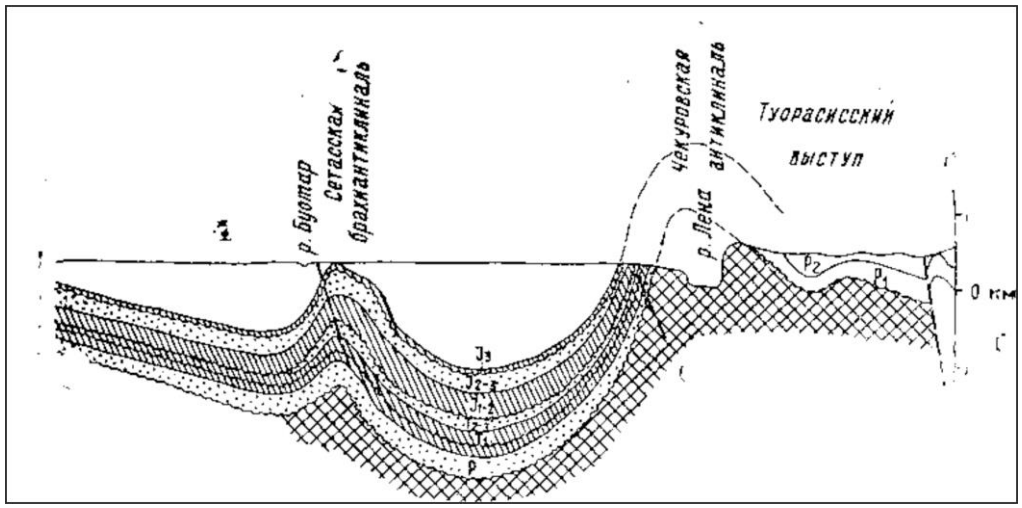


Рисунок 3.52 - Геологический схематический профиль через Сетасскую антиклиналь [199]

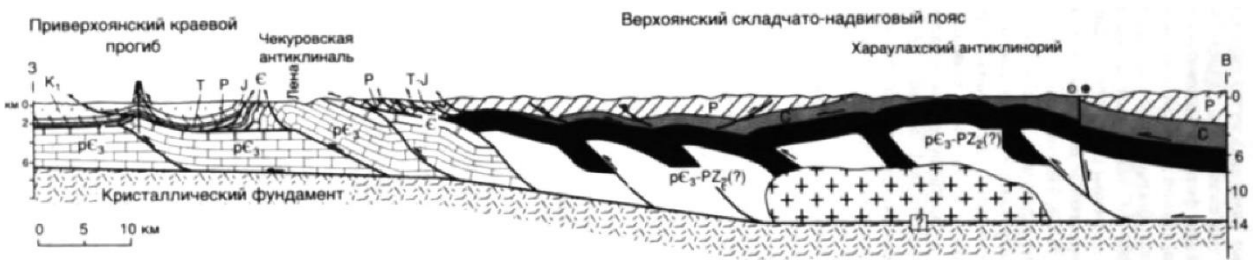


Рисунок 3.53 - Сбалансированный разрез Хараулахского сегмента Западно-Верхоянского сектора [168]

Положение профиля №1 и условные обозначения см. на рисунке 3.50

Также наличие обратных надвигов отражено и на других геологических моделях линейных антиклиналей Предверхоянья. По аналогии со структурами Предпатомского [138] и Предкордильерского [311] прогибов, здесь, как, например, перед Кучинской или Чекуровской (Рисунок 3.53) антиклиналями формируются линейные или брахиформные синклинали. Сочленение этих синформ с валообразными дуплексами происходит по разломной зоне поддвиговой природы. Это в целом характерно для тектонической модели сочленения относительно слабо дислоцированных прогнутых краевых зон меридиональной ветви Предверхоянского прогиба с линейными складками Верхоянской складчатой системы или

Предверхоянского надвигового пояса. Значение обратных надвигов, в целом, огромно. Вероятно, и сам Верхоянский складчатый пояс можно в главных своих чертах свести к модели субмеридионально вытянутых антиклинориев, таких, например, как Орулганский, представляющих собой гигантские дуплексные сгруживания в различной степени метаморфизованных осадочной пород, надвинутых по основному срыву-детачменту на осадочные толщи автохтона и приподнимающие перед клиновидным вдвигом (Рисунок 3.54) или инденторным [235, 141, 286] фронтом дуплекса прискладчатый борт передовых синклиналей, формируя Предверхоянский прогиб в целом.

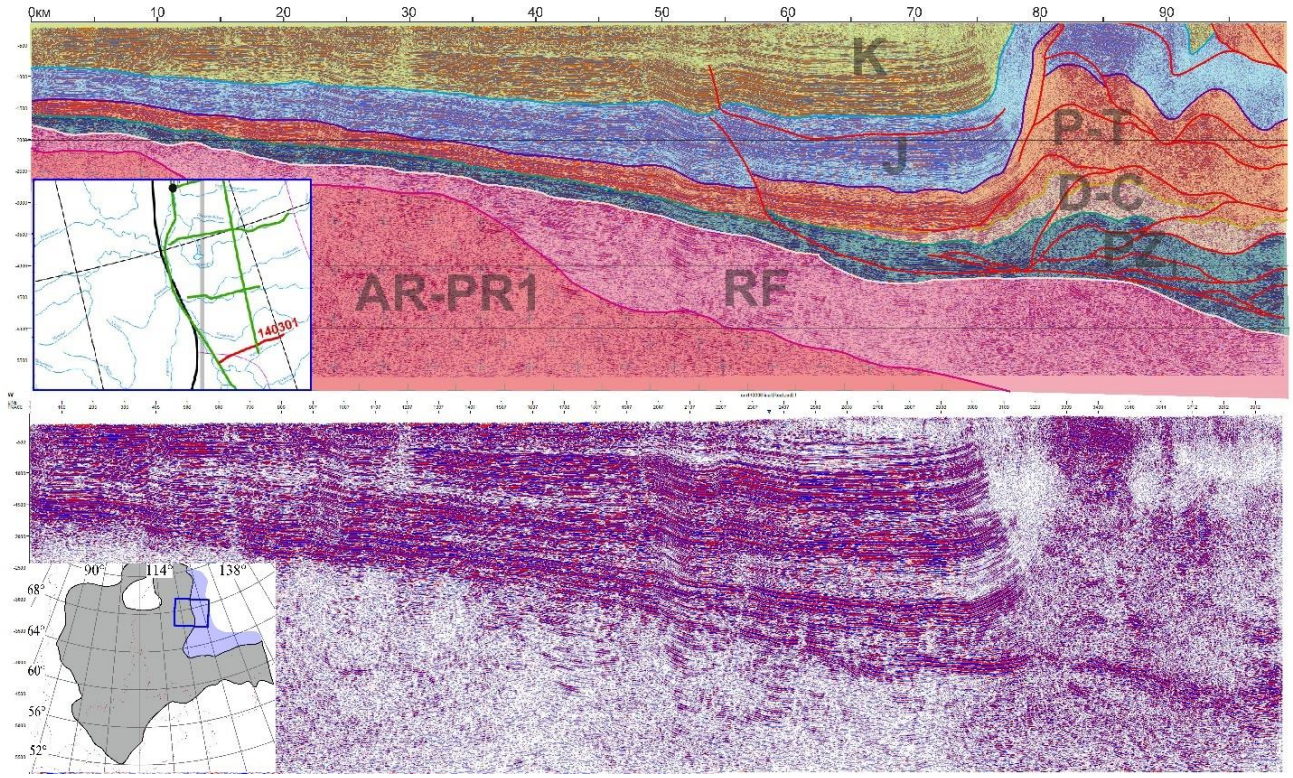


Рисунок 3.54 - Сейсмогеологический временной разрез по профилю 140301

Таким образом новые сейсмические материалы наглядно иллюстрируют, существенно уточняя (Рисунок 3.55), известную модель. Полученные сейсмические разрезы демонстрируют, что на восточных и юго-восточных окраинах Сибирской платформы формирование обратных надвигов сопровождается не только удревнением возраста выходящих на поверхность отложений (при движении в сторону складчатой области), но и общим увеличением толщин осадочного чехла, на фоне погружения поверхности кристаллического основания. При этом все еще редкая сеть профилей не позволяет пока детально показать кулисное распространение отдельных сместителей вдвигов этой системы, предполагаемое на основе анализа геологических карт, переходящих в валообразные антиформы уже внутри прогиба.

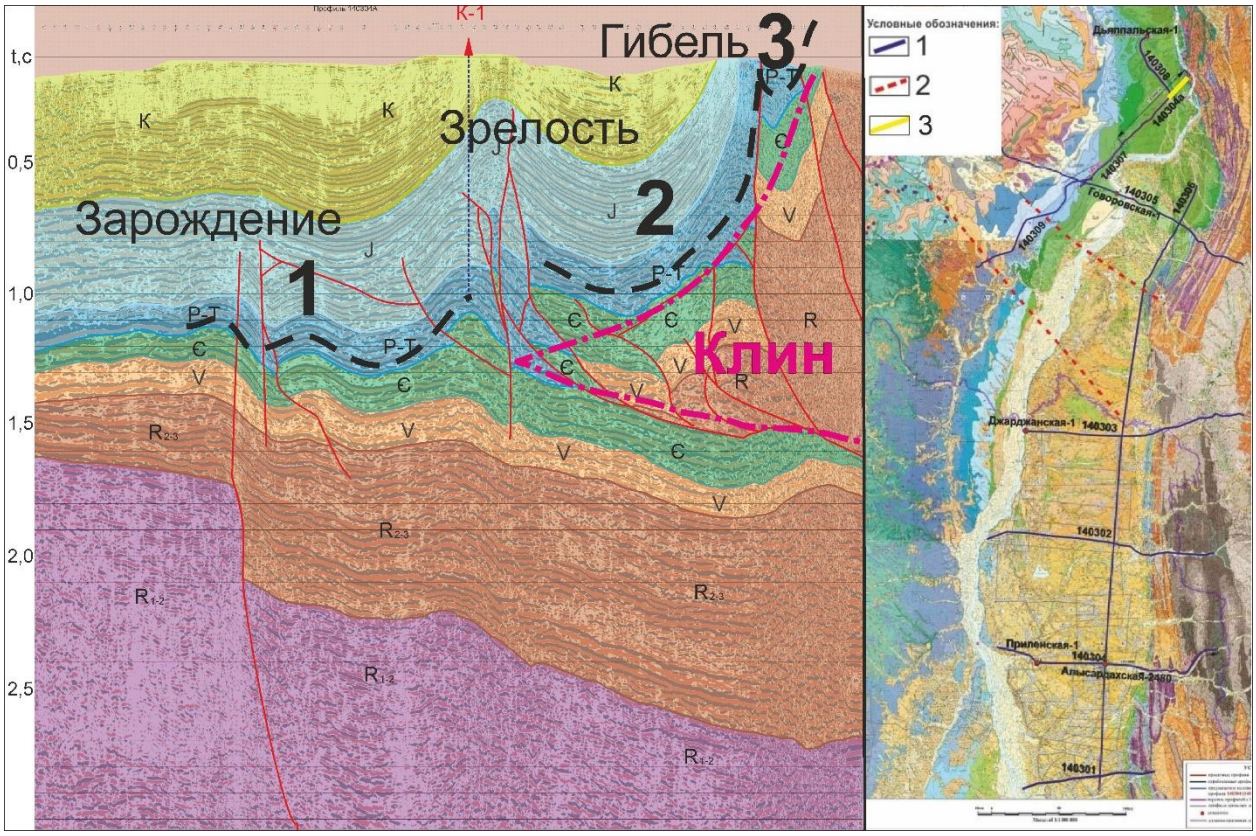


Рисунок 3.55 - Инденторный характер складчатого фронта на профиле 140304А

Показаны фазы (1,2,3) формирования предвдвиговых надклинных синклиналей в процессе эволюции фронта складчатости. **Справа:** 1-сейсмопрофили; 2-контуры Кютингдинского грабена; 3-фрагмент профиля 140304А

Временная картина сейсмического профиля 140304А в районе Сетасской антиклинали позволяет высказать предположение о некоей эволюции и об определённом жизненном цикле передовых синклиналей перикратонного прогиба. На временном разрезе можно увидеть (Рисунок 3.55), что на некотором расстоянии от индентора находится зарождающаяся синклиналь с незначительными углами наклона бортов. Новый взброс в её тыловом борту уже начал своё развитие.

Над самим клином фиксируется зрелая синклиналь, отделённая от предыдущей непосредственно Сетасским валом и связанным с ним взбросом. При этом образование следующего поддвига пока ещё не началось, но, вероятно, начнётся в дальнейшем и, именно, уже новый обратный надвиг будет играть главную роль на следующем этапе. К такому выводу можно прийти на основе анализа структуры, практически уничтоженной сжатием, выдавливанием и денудацией старой «умирающей» синклинали.

Вероятно, срыв-детачмент проходит полого-наклонно с падением на восток в глинистых породах кембрия, что подтверждает установленное по результатам бурения Дьяппальской скважины распространение рифейских, вендских и кембрийских осадочных толщ в северо-

восточной части прогиба. Как показывают сейсмические разрезы этот предрифтовый додевонский структурный ярус не везде оказался денудирован предрифтовым, вероятно, раннедевонским воздыманием. Сейсмические отражения от толщ, скорее всего, этого возраста фиксируются и в южной (Рисунок 3.54), и в северной частях меридиональной ветви Предверхоянского прогиба (Рисунок 3.55), отсутствуя в его центральной части (см. рисунки 3.56 и 3.62). Это важно с точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности. На смежных территориях Анабарской антеклизы кембрийские отложения содержат богатые органическим веществом слабо преобразованные нефтегазоматеринские черные глинистые сланцы. В районе Сетасской антиклинали и в северной части Вилюйской синеклизы эти сланцы, вероятно, находятся в главном окне нефтеобразования. Общей проблемой для Предверхоянского прогиба, существенно ухудшающей оценку перспектив нефтегазоносности, являются низкие фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов, практически исчезающих в восточном направлении при приближении к сместителям надвигов.

Типовыми ловушками для Предверхоянского прогиба могут быть, в том числе, принадвиговые и, особенно, поднадвиговые антиклинали. Примером подобных объектов является поднадвиговая Алысардахская структура, осложняющая западный лежачий блок Соболох-Маянского вала (Рисунок 3.56). Проектом скважины Алысардахская 2480 планировалось вскрыть её на глубине около 2500 метров в западном крыле. Однако скважина не выполнила своих задач и была ликвидирована по техническим причинам. В пройденном до глубины 2198 м восточном боку разлома не было встречено гранулярных коллекторов. Все проявления флюидов и газов связаны с трещиноватостью пород.

На основании интерпретации временной картины сейсмических профилей 140304 и 140304А можно констатировать, что Сетасская структура является близким аналогом антиклиналей Соболох-Маянского вала. Геолого-геофизический разрез Сетасской линейной антиклинали, построенный автором на основании сейсмических данных и результатов бурения Говоровской и Дьяппальской скважин, показывает, что она имеет сложный принадвиговый характер и её строение во многом аналогично принадвиговой структуре Соболох-Маянского вала. Однако самая перспективная часть структуры, с которой может быть связана антиклинальная ловушка с резервуарами в горизонтах кембрия, пермо-триаса и нижней юры находится в более благоприятных геологических условиях. Она не перекрывается раздробленной разломной зоной, в отличие от антиклинали, которую пытались вскрыть через надвиговую пластину Алысардахской скважиной. Соответственно, ФЕС гранулярных коллекторов ловушки, расположенной в лежачем блоке, могут быть менее подвержены динамическому уплотнению.

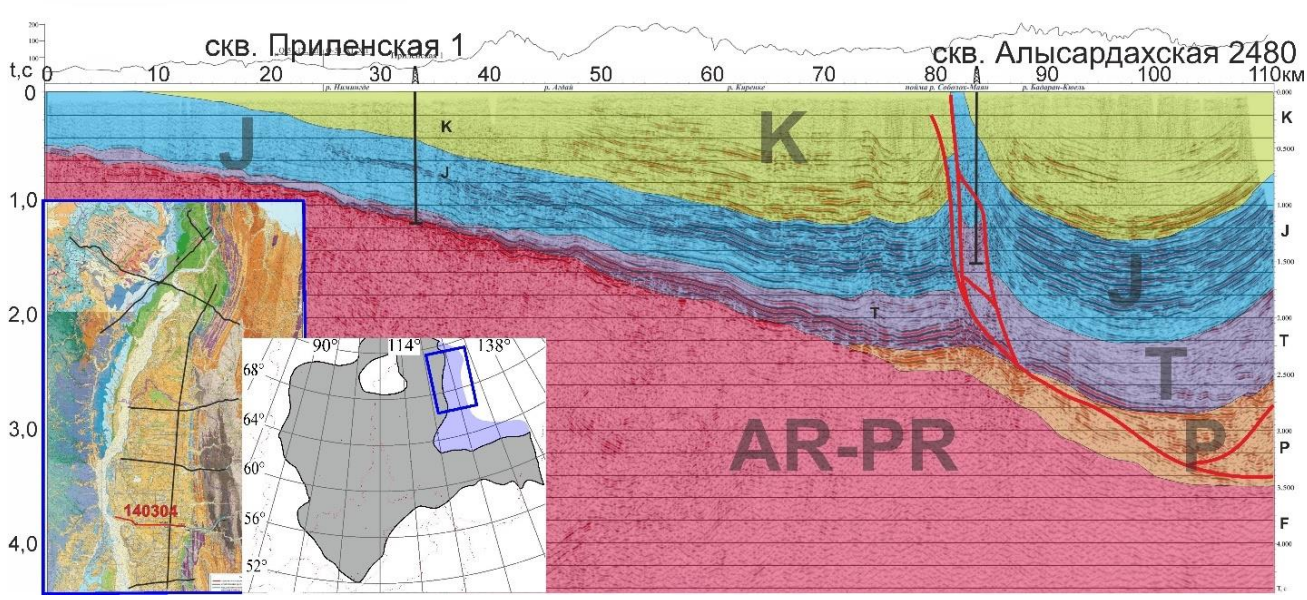


Рисунок 3.56 - Геолого-геофизический разрез по профилю 140304 через Соболох-Маянский вал и Алысардахскую антиклиналь

Сетасская антиклинальная структура аналогично Соболох-Маянской имеет принадвиговое строение. Антиклиналь осложнена взбросом со стороны Верхоянской складчатой области и несколько асимметрична: восточное крыло представлят собой висячий, а западное крыло - лежачий бока. Крылья антиклинали разделены основным разломом. Восточное, взброшенное крыло, вероятно, имеет коллекторские свойства хуже, чем западное, в связи с уплотнённостью гранулярного коллектора процессами динамического сжатия, преобразованностью гидротермальными и метасоматическими процессами.

Пермо-триасовый, возможно, продуктивный комплекс, сложенный в районе работ преимущественно песчаниками, вероятно, экранируется мощной толщей аргиллитов нижней-средней юры. Внутри комплекса может быть выявлен ряд продуктивных пластов. Глубина его залегания прогнозируется в пределах от 2 до 3,5 км. В кембрийских отложениях скопления УВ могут быть обнаружены в интервале глубин от 3 до 4,5 км.

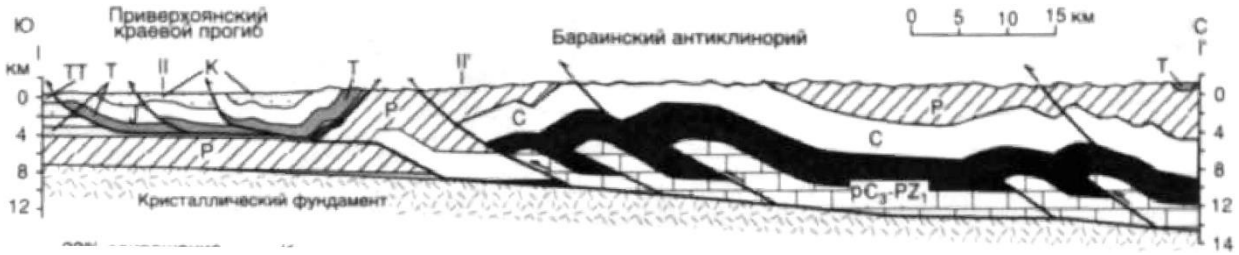


Рисунок 3.57 - Сбалансированный разрез через широтный Бараинский сегмент Верхоянского складчатого пояса [168]

Положение профиля №3 и условные обозначения см. на рисунке 3.50

В южной части Верхоянский складчатый пояс делает резкий коленообразный изгиб, меняя свое простирание с субмеридионального на субширотное. Геологическое строение этой части восточного обрамления Сибирской платформы иллюстрируется профилем, показанным на рисунке 3.57. В строении широтной ветви Верхоянского складчатого пояса и Предверхоянского прогиба выделяются те же комплексы и отмечаются те же элементы геологического строения. Хорошо читается синклинальный характер предгорного прогиба, восточный борт которого приподнимается дуплексной структурой.

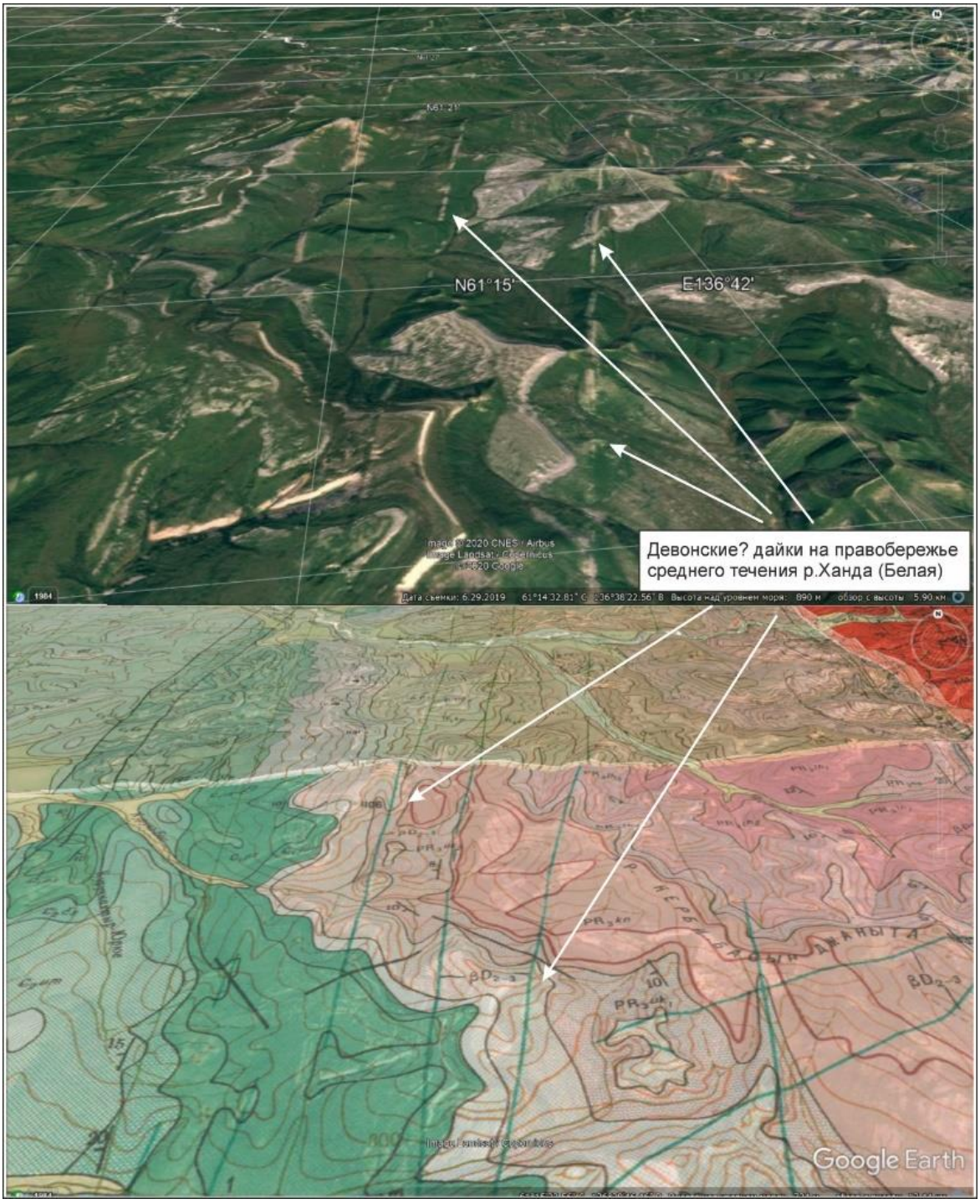


Рисунок 3.58 - Девонские дайки на правобережье р. Ханда на спутниковом снимке в рельефе (вверху) и геологической карте, листы P-53-XXIII и P-53-XXIX (внизу)

Самая южная ветвь Верхоянского пояса носит собственное название - Сетте-Дабанский складчатый пояс, и также как и северная имеет субмеридиональное простирание. В отличие от собственно Верхоянского прогиба, в этой части намного сильнее проявили себя мезозойские сдвиговые левосторонние дислокации [168], при современном правостороннем вращательно-поступательном [322] движении Евразийской (Евроазиатской) плиты относительно Охотоморской [75].

В этой части восточной периферии Сибирской платформы значительную роль играют мощные рифейские толщи. Кроме того, развиты вендские, кембрийские, ордовикские, силурийские карбонатные отложения. Девон-карбон имеет, как и на севере, рифтогенную природу и развит на востоке субмеридиональной зоны. Карбон-пермо-триасовые, в меньшей степени юрские отложения продолжают широко развитый на северо-востоке терригенный верхоянский комплекс. На большей части Сетте-Дабана отсутствует меловая предгорная моласса. В связи с этим можно предполагать развитие главных сдвиго-сжимающих дислокаций в домеловое время. Широкое развитие сдвигов подчеркивается наличием прямолинейных гигантских по длине в десятки километров даек, как показано на геологических картах, девонского возраста. При этом совершенно непонятно, как могут иметь ненарушенное многокилометровое простирание прямые дайки девонского возраста (Рисунок 3.58), вмещаемые интенсивно дислоцированными в мезозое складчатыми комплексами Сетте-Дабана? Вероятно, как и в случае Байкало-Патомских гранитов, мы наблюдаем издержки не совсем продуманного определения абсолютного возраста магматических пород [203, 321].

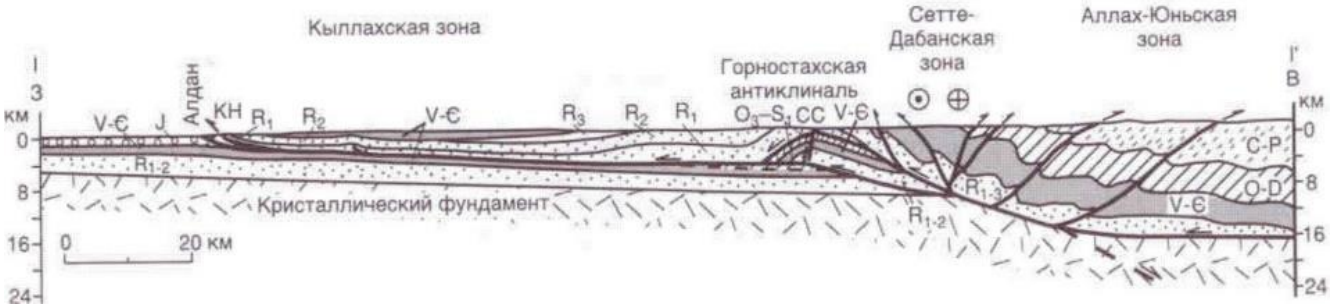


Рисунок 3.59 - Структурный разрез Южно-Верхоянского сектора Верхоянского складчатого пояса (Саха) [168]

Положение профиля №4 и условные обозначения см. на рисунке 3.50

Тектоническое строение, основные структуры, геологические комплексы и их взаимоотношения в Сетте-Дабанской ветви Верхоянья иллюстрируются субширотным разрезом (Рисунок 3.59). Глубинное строение Предверхоянского прогиба в меридиональном ракурсе показано на Рисунке 3.60.

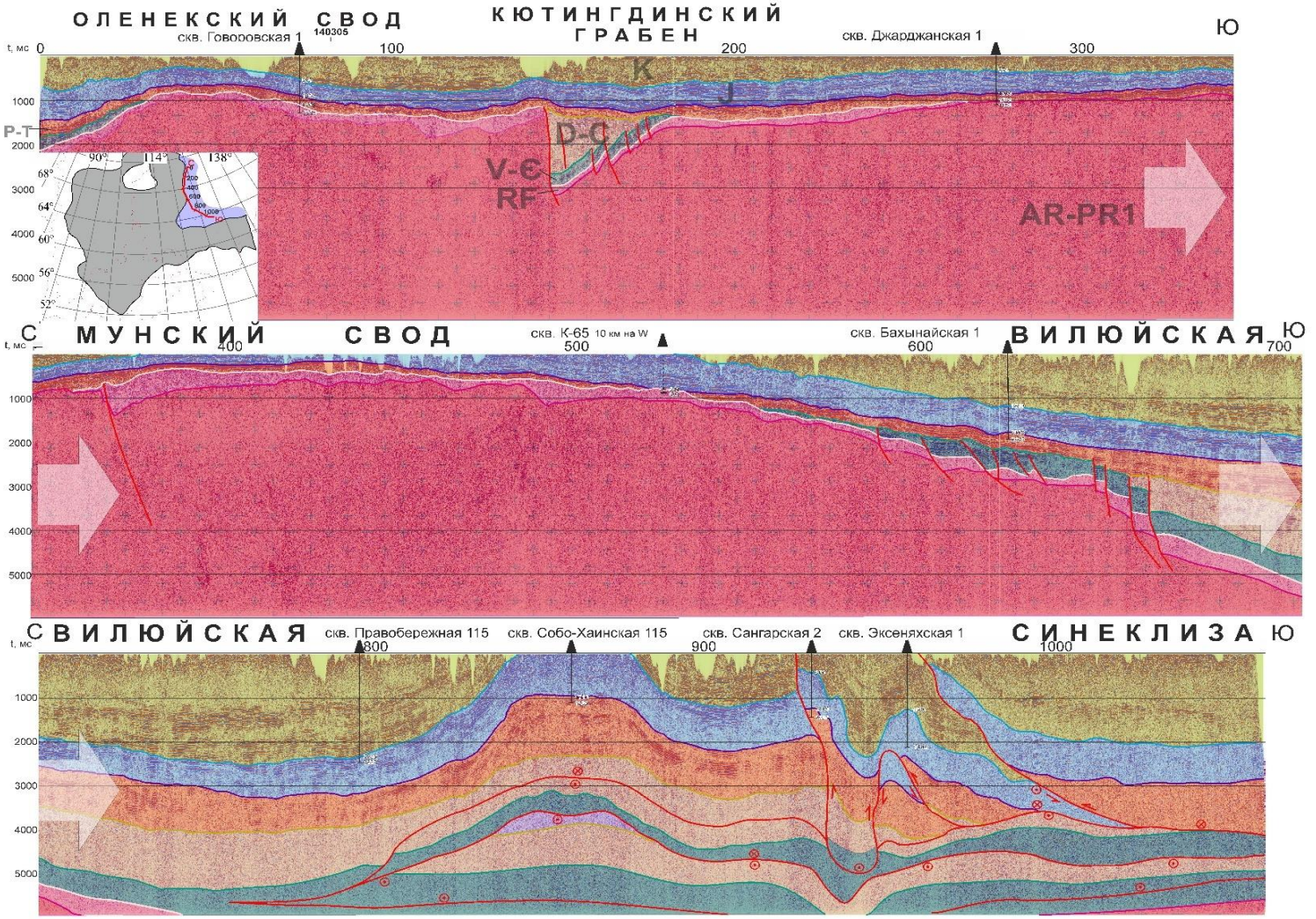


Рисунок 3.60 - Сейсмогеологический временной разрез по речному сейсмическому профилю «Лена»

На этом рисунке приведен интерпретированный временной сейсмический разрез на отрезке реки Лена от поселка Чекуровка (север, слева вверху), до устья реки Алдан (юг, слева внизу).

Таким образом, восточное обрамление Сибирской платформы представляет собой единую складчато-надвиговую систему, сформированную в конце мезозойской эры на окраине Сибирской платформы. В формировании Верхоянского сектора складчатого пояса важную роль играли процессы коллизии Сибирской платформы с более мелкими кратонами, вероятно, по большей части отделившимися от платформы в результате девонского рифтогенеза [273]. Сетте-Дабанский сектор складчатого пояса сформирован в значительной мере сдвиговыми процессами левосторонней направленности, участие в которых принимали фрагменты океанической тихоокеанской коры, Охотско-Чукотского вулканогенного пояса и мелкие фрагменты переходной континентальной коры восточной периферии Сибирской платформы. Общим для всего восточного обрамления Сибирской платформы является надвигово-поддвиговый характер сочленения формирований складчатого пояса и перикратонного прогиба на фоне погружения фундамента в восточном направлении. В качестве важнейшего для оценки перспектив нефтегазоности момента следует выделить уменьшение дизъюнктивной нарушенности и обусловленной ею метаморфической преобразованности пород на запад, по мере удаления от образований Верхоянского складчатого пояса. В этом направлении улучшаются фильтрационно-емкостные свойства гранулярных коллекторов.

Становая складчатая область.

Крайняя юго-восточная периферия Сибирской платформы практически не представляет нефтегазопоискового интереса, поскольку развитие осадочного чехла на этой территории минимально. Наибольшими мощностями характеризуются юрские перикратонные впадины Южной Якутии [21ф] (грабены и грабен-синклинали по данным [186]) такие как Токинская, Ытымджинская и другие. Вероятно, неправильно рассматривать эти структуры в качестве дивергентных, поскольку сбросовые дислокации практически не играют роли в их формировании. С севера чехлы этих синформ, чаще всего, моноклинально, с несогласием перекрывают кристаллический фундамент, докембрийские и нижнепалеозойские осадочные образования. С юга они сами, в свою очередь, тектонически, по системе надвигов подстилают аллохтонные пластины Становой складчатой области (пояса).

Таким образом, погружаясь на значительные глубины нескольких километров и более в южном направлении [21ф], система Южно-Якутских перикратонных впадин обозначает границы Сибирской платформы на поверхности. Глубинные границы кратона расположены в осевой части Станового пояса и также как и на севере определяются высокометаморфизованными комплексами дуплексного сгруживания, как бы «разваливающегося» в северном и южном

направлениях. В этой связи, вероятно, справедливы взгляды [342], определяющие тектоническое районирование этой территории следующим образом (Рисунок 3.61). Именно так необходимо проводить границы Сибирской платформы по южной периферии Алданского щита на основе данных глубинных геолого-геофизических исследований МОГТ, МТЗ, материалов геологической съемки. По этим материалам уверенно устанавливаются наличие корневых частей перикратонного бассейна, пост(поздне)юрских надвигов (сформированных событием 10 на Рисунках 3.5, 3.6), конфигурация пояса юрско-меловых батолитов и т.п. Всё это не позволяет рассматривать Становую складчатую область в составе эпирифейской Сибирской платформы и переводит её в ранг фанерозойских орогенов перикратонного обрамления.



Рисунок 3.61 - Граница Сибирской платформы по данным МТЗ, профиль 3ДВ
Вверху – Схема главных тектонических структур Восточной Азии [342]

3.2.2.9. Альпийский трансформный тектогенез

Следует отметить, что активность мобильных структур по периферии Сибирской платформы, фиксируемая в настоящее время, весьма слабо затрагивает её внутренние районы. В наибольшей степени она проявляется в повышенной сейсмической активности по её периферии, тем самым подтверждая стабильный характер кратона, как единой структуры (Рисунок 3.62). На западе исследуемой территории современные землетрясения инструментально зафиксированы 4 июня 1980 г. (К = 10-11) в 60 км севернее пос. Богучаны [45], 6 января 1981 г. (К = 9, координаты $59^0 36'$, $103^0 86'$) на левобережье р. Катанга [88]. Оба эти сейсмических очага находятся в пределах Иркинеево-Чадобецкого «авлакогена». Эпицентр землетрясения севернее г. Заярск [196], также

укладывается в восточное ограничение этой структуры. К Патомско-Вилюйскому авлакогену следует отнести землетрясение, произошедшее 8 октября 1974 г. магнитудой 5,2 балла (К = 13, координаты $60^0$6, $118^0$5), расположенное в 5 км юго-восточнее Бысахтахского месторождения. Движения в очаге землетрясения имеют взбросовую природу и явно связаны с разломом, ограничивающим Бысахтахскую антиклиналь. Вероятно, с этим же авлакогеном связаны ощутимые исторические землетрясения, происходившие восточнее г. Киренска в 18-19 веках [73].

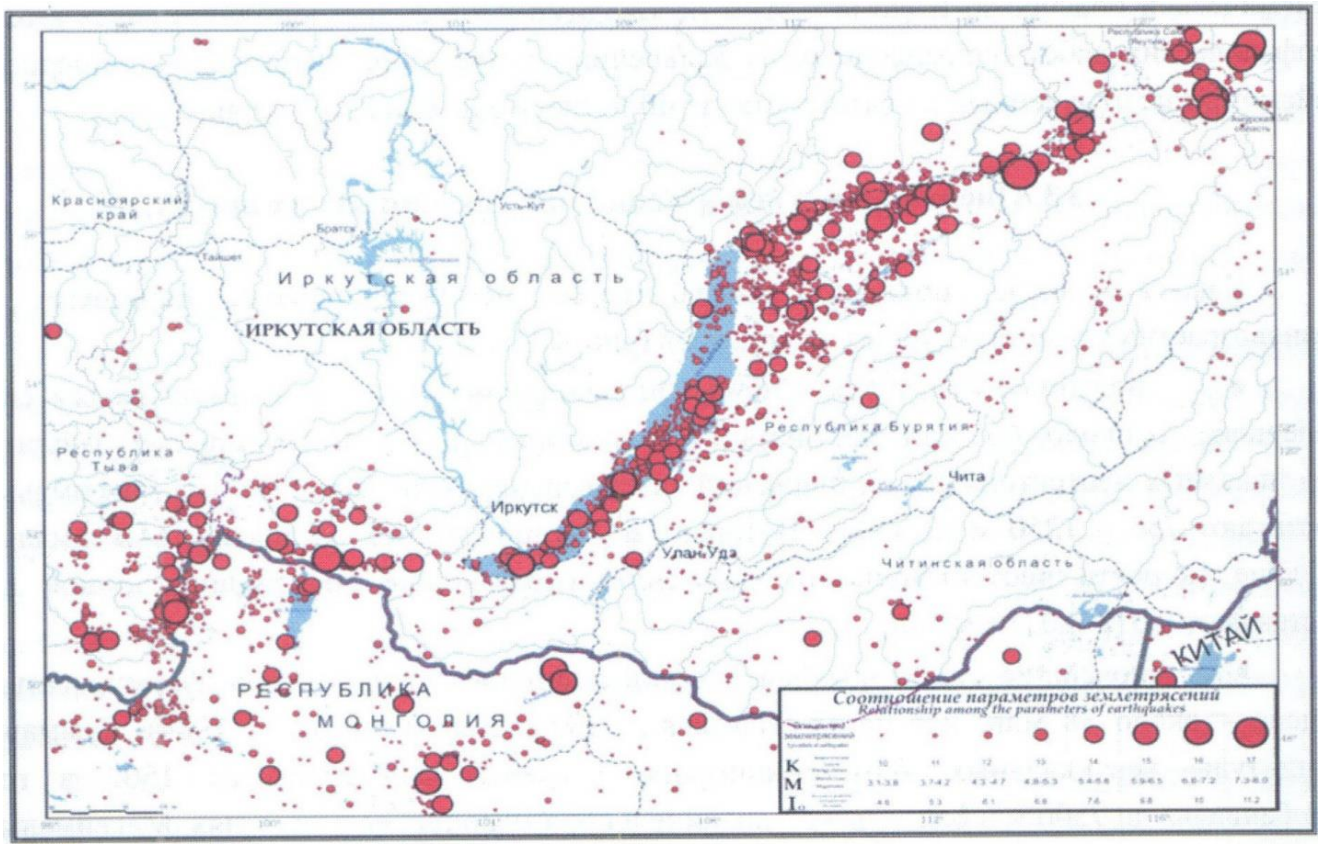


Рисунок 3.62 - Карта эпицентров землетрясений Прибайкалья по данным сети сейсмических наблюдений [196]

Природа альпийской тектонической активности в значительной части несомненно обусловлена внутриплатформенными трансформными движениями инициированными коллизией Евразийской и Индийской платформ начавшейся, вероятно, около 65 миллионов лет назад [26, 320]. Инерция последней и, вероятно, не прекратившееся пока влияние мантийных «течений», продолжают сообщать кинетическую энергию земной коре Евразии (событие 11 на Рисунках 3.5, 3.6). Гетерогенность континентальной литосферной плиты, спаянной разновозрастными тектогенезами, создает условия для проявлений как транспрессионных, так и для транстенсионных процессов, в первую очередь, по сутурным (шовным) внутриплитным зонам (Рисунок 3.63). В максимальной степени эти процессы проявились кайнозойским существенно транспрессионным воздыманием древних складчатых систем Центральной Азии,

до неузнаваемости изменившим Байкало-Патомский складчатый пояс, обнажившим в его южной части корневые коллизионные зоны. Еще более затрудняет интерпретацию геологии, наблюдаемой на юге этого пояса, присдвиговое формирование внутриплитного грабена озера Байкал. В процессе транстенсии по системе сбросов вертикальными подвижками оказались совмещены фрагменты денудированных пластин (*nappes*) Байкало-Патомского складчатого пояса. Этим же поднятием были переформированы структурные планы главных транзитных и аккумулирующих резервуаров терригенного венда, пока в неоценённом масштабе инициированы переформирования и, вероятно, частичные разрушения существовавших к началу кайнозоя залежей УВ юга Сибирской платформы.

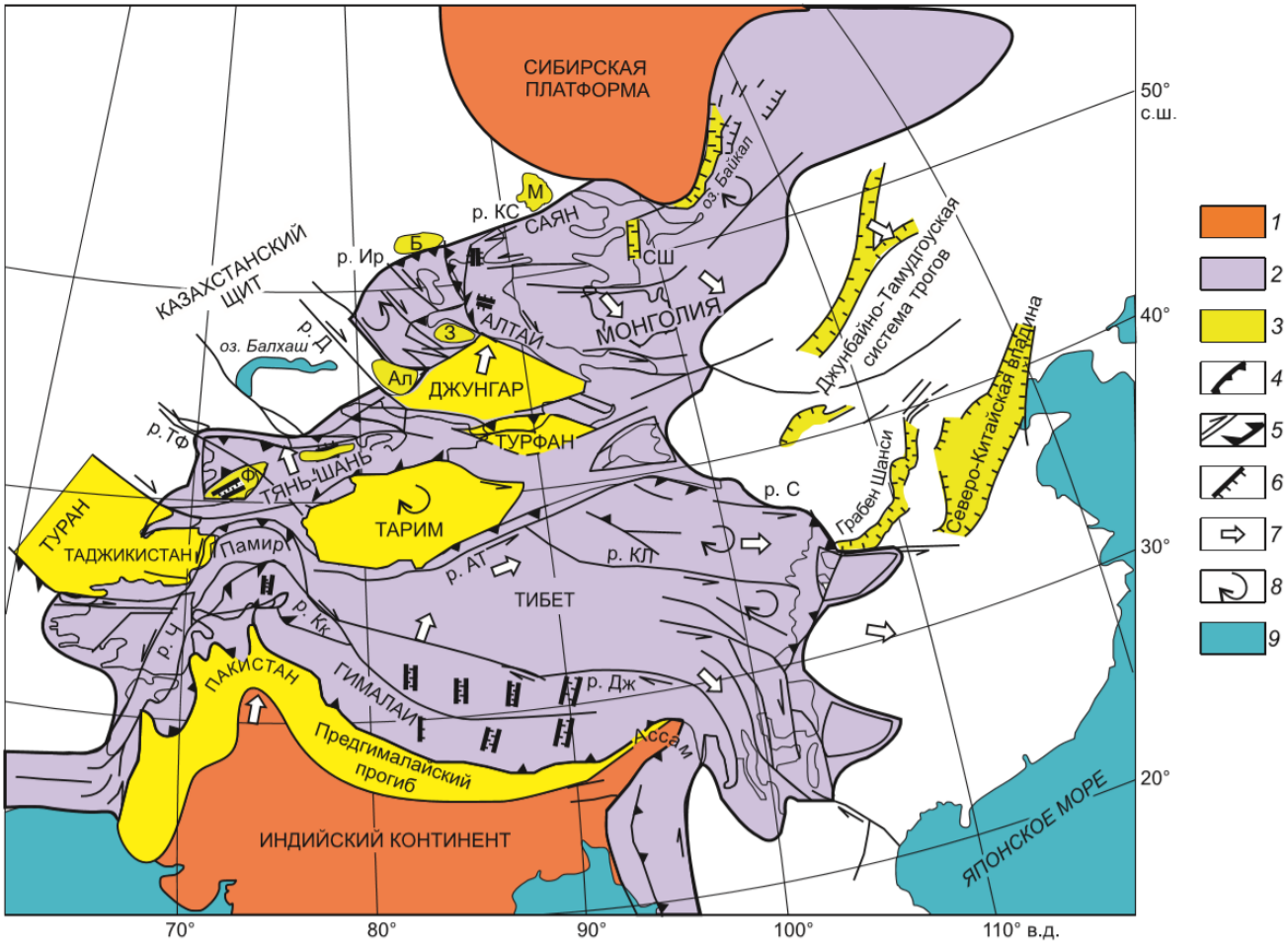


Рисунок 3.63 - Схема кайнозойских структур Центральной Азии, по [26]

Условные обозначения к Рисунку 3.63. на след. стр.

1 — докембрийские континентальные блоки и направления их погружения; 2 — поднятия, 3 — кайнозойские бассейны: Ф — Ферганский, М — Минусинский, Х — Хубсугульский, Ал — Алокольский, З — Зайсанский, Б — Бийско-Барнаульский; 4 — надвиги; 5 — направления смещения; 6 — сбросы, 7 — современная миграция плит и блоков; 8 — современное вращение блоков; 9 — акватории. Основные разломы (р.): АТ — Алтын-Тагский, Ч — Чаманский, Ир — Ир-Иртышский, Д — Джунгарский, Г — Гератский, Дж — Джиалинский, КЛ — Кунь-Луньский, Кк — Каракорумский, КС — Курайско-Саянский, ТФ — Талассо-Ферганский, С — Сианьский, СШ — Сяньшуйхейский.

Таким образом, главными геодинамическими событиями, оказавшими непосредственное влияние на перспективы нефтегазоносности осадочного чехла Сибирской платформы, являются описанные выше: позднерифейская коллизия, позднерифейский рифтогенез, каледонский орогенез, среднедевон-раннекарбоновый рифтогенез, пермо-триасовый трансформный тектогенез, мезозойский орогенез и кайнозойское предрифтовое воздымание.

4. ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН, НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ И ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

4.1. Понятие осадочного бассейна и бассейна седиментации. Классификация бассейнов седиментации

Как было показано выше в главе 2, проведение геолого-разведочных работ на углеводородное сырье является процессом, выполняемым по циклам исследований, часто различными субъектами с передачей результатов одного цикла или стадии в другой, от одного исполнителя следующему. Результаты работ, более общих начальных этапов и стадий, таким образом, являются объектами более частных детальных исследований. Такая ситуация диктует необходимость формулировки четких критериев и терминов при оценке и приемке результатов исследований. Одним из основных терминов, с которого фактически начинаются ГРР на нефть и газ, является понятие осадочного бассейна.

Идентификация осадочного бассейна, вероятно, в свете его частых тесных связей с современными и древними водными (морскими, озерными, океаническими) бассейнами на первый взгляд выглядит простой и понятной. Однако это не так. Особенно важно то, что в современной геологии существует весьма ощутимое различие между осадочными бассейнами, бассейнами седиментации и иностранными sedimentary basins, но при этом часто не проводится четкая граница в их понимании. Отчасти по этой причине, в отечественной геологии определение осадочных бассейнов имеет достаточно дискуссионный характер. Например, в монографии **«Геоисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов»** [3] делается вывод о том, что понятие осадочного бассейна не имеет четких границ, и выделение осадочного бассейна в современной структуре Земли основывается на исторически сложившихся традициях [3]:

“Границы осадочного бассейна и его районирование — это особая проблема, которая решается для каждого региона в силу сложившихся традиций и представлений. Они различаются и в пределах разных регионов России, и для разных стран. Термин «осадочный бассейн» (англ. sedimentary basin) стал доминировать во всех странах и не имеет жестких определений.”

Учитывая достаточно представительный состав коллектива авторов и редакторов, а также относительно недавнее время публикации этого исследования, можно предположить, что в книге изложены основные отечественные взгляды на проблемы анализа осадочных бассейнов. В этой связи, показательны и следующие выводы [3]:

“С точки зрения практического геолога, изучающего Землю, осадочный бассейн в современной структуре Земли — это область консолидированной земной коры, перекрытая недеформированным или пологодеформированным осадочным чехлом.”

“Краевой прогиб — предгорный осадочный бассейн.”

С другой стороны, выявлено важнейшее для нефтегазовой геологии противоречие [3]:

“Палеогеографические контуры осадочных бассейнов в общем случае не совпадают с современными границами распространения пород. Поэтому для практического геолога-нефтяника осадочный бассейн в палеогеографическим смысле — это только те породы, которые сохранились, а для палеогеографа — это все, что когда-либо имело место в палеобассейне и вокруг него.”

Вероятно, часто это так. Но такой геолог-нефтяник, для которого осадочный бассейн представлен только теми породами, которые сохранились, вряд ли способен адекватно реконструировать нефтегазовые процессы, протекавшие в том числе в породах, часто уже интенсивно преобразованных в орогенах.

Другой, несколько поздней работой, подробно рассмотревшей эту проблему, стала монография коллектива авторов [110]. В ней проводится четкая граница между осадочными бассейнами (ОБ) и седиментационными бассейнами:

“В качестве ОБ здесь рассматриваются современные отрицательные структуры осадочного чехла, т.е. впадины, заполненные осадочными или осадочно-вулканогенными породами, в их современной конфигурации.”

и далее:

“Седиментационные бассейны - современные и древние (палеобассейны), в понимании П.П.Тимофеева, это участки земной коры, в пределах которых накапливаются (накапливались) осадки и которые включают (включали) конечный водоем стока и окружающие его дренируемые участки суши.”

Необходимо отметить огромное практическое значение понимания такого разделения. На самом деле, осадочные бассейны и их части являются объектом исследований государственного геологического изучения недр первой стадии «Прогноза нефтегазоносности» регионального этапа. Соответственно, вопрос корректного определения осадочного бассейна является важнейшим при организации дорогостоящих и затратных геолого-разведочных работ.

Можно сделать вывод, что указанными выше работами бассейны уже разделены на осадочные бассейны ("для практического геолога-нефтяника это только те породы, которые сохранились" [3], «впадины, заполненные осадочными или осадочно-вулканогенными породами, в их современной конфигурации» [110]) и бассейны седиментации ("палеобассейны для палеогеографа, что когда-либо имело место" [3], «седиментационные бассейны» [110]) и уже подготовлена основа для их различного использования при решении задач в рамках нефтегазовой геологоразведки.

Решением обозначенной проблемы могло бы стать предложенное в 1978 году П.П. Тимофеевым разделение осадочных бассейнов на седиментационные бассейны (объекты исследований седиментологии) и бассейны породообразования (объекты исследований литологии и петрологии) [239]. Неизмененные или слабо измененные части бассейнов породообразования по факту в настоящее время и являются осадочными бассейнами - предметом изучения нефтегазовых геологов. Именно на их основе происходит выделение нефтегазоносных бассейнов [37]. Вероятно, сложившиеся традиции и не совсем корректное (стремительно устаревавшее в отечественной геологии со времени появления теории тектоники плит) понимание региональной геодинамики не позволили в свое время перейти от осадочных бассейнов к изучению бассейнов породообразования и седиментационных бассейнов. К сегодняшнему времени заложенные в пору расцвета советской геологии основы стали играть ещё большую роль на фоне резкого снижения объемов и качества фундаментальных и методологических нефтегазогеологических исследований, что в ещё большей степени затрудняет введение необходимых изменений. Здесь намеренно не затрагивается тесно связанный с рассматриваемой бассейновой проблемой вопрос отечественного нефтегазогеологического районирования [62, 151], способный стать темой отдельной научной работы.

Поэтому для относительно простых прикладных целей дифференциации верхней части земной коры и выделения в первом приближении перспективных для поисков промышленных скоплений углеводородов территорий (начала регионального этапа нефтегазовых ГРР) осадочные бассейны, вероятно, следует понимать в значении близком к классическому отечественному. Можно воспользоваться определением [110], или данным А.М. Никишиным в статье [153]:

“Осадочный бассейн – это область консолидированной (то есть складчатой, метаморфизованной или базальтовой) земной коры любого типа, перекрытая чехлом недеформированных либо слабо деформированных осадков.”

На начальной стадии планирования ГРР регионального этапа такая формулировка существенно упрощает и избавляет от необязательных пояснений и выводимое из него определение нефтегазоносного бассейна (НГБ), термина, столь необходимого геологам-нефтяникам. **Нефтегазоносный бассейн** – осадочный бассейн, чехол или фундамент которого содержат промышленные скопления углеводородов.

При этом, можно заметить, что сколь-либо глубокие попытки проанализировать и восстановить историю развития подобных осадочных бассейнов и нефтегазоносных бассейнов, не говоря уже о восстановлении истории нефтегазообразования столкнутся со многими сложностями. Например, хорошо известно, что базальные интервалы чехла недеформированных либо слабо деформированных осадков весьма часто уходят под надвиговые обрамления

платформ, в границы орогенных областей, которые никто уже, вероятно, не назовет осадочными бассейнами. Хотя при этом даже надвинутые, верхние, в настоящее время интенсивно измененные, часто кристаллические толщи, чаще всего были сформированы в том же самом бассейне седиментации, что и автохтонные недислоцированные слои.

С другой стороны, отдельные структуры с чехлом недеформированных, либо слабо деформированных осадков могут быть разобщены более поздними дивергентными событиями и разделяться в настоящее время океанической корой. Такие разделившиеся части некогда единого чехла, вероятно, также трудно будет назвать единым осадочным бассейном. Например, на подобное разделение обратил внимание G. Einsele [296], расчленявший depositional basins на три типа по взаимодействию тектонических и седиментационных процессов: post-, syn-, и pre-depositional. В первых осадконакопление значительно предшествует тектоническим движениям, формирующим структуру бассейна. В последних – тектонические движения создают морфоструктуру, которая затем заполняется осадками, а глубина бассейна уменьшается.

Таким образом, ошибочно и с практической точки зрения контрпродуктивно пытаться анализировать осадочные бассейны на основе их генетических особенностей, геодинамической истории. Поскольку, как справедливо отмечено [3]:

“палеогеографические контуры осадочных бассейнов в общем случае не совпадают с современными границами распространения пород,”

глубоко анализировать такие осадочные бассейны имеет смысл лишь разделив слагающие их толщи на осадочные комплексы, сформированные в отдельных бассейнах седиментации.

Дело в том, что наблюдаемая сегодня тектоно-метаморфогенная преобразованность, в большинстве случаев, имеет наложенный по отношению к периоду активного существования бассейнов седиментации и, что особенно важно, по отношению к процессам нефтегазообразования характер. Часто значительная и важнейшая часть комплексов бассейнов седиментации или полностью уничтожена, или весьма существенно преобразована. Она либо денудирована и не сохранилась, либо попала в состав складчатой области и, таким образом, не вошла в существующий осадочный бассейн. Соответственно, не рассмотрев бассейны седиментации на протяжении всей истории их функционирования, а изучая только осадочные бассейны в их сегодняшних формах, мы не получим возможности восстановить в полном объеме все основные процессы генерации, миграции, аккумуляции и сохранности углеводородов.

Чтобы ещё раз продемонстрировать существенную разницу между бассейном седиментации и осадочным бассейном, рассмотрим примеры конвергентного и дивергентного случаев взаимоотношений осадочных бассейнов и бассейнов седиментации. В настоящее время доказано что краевые (предгорные, перикратонные и т.п.) прогибы неразрывно связаны с прилегающими горными системами множеством тектонических, пространственных,

исторических и, главное, седиментационных связей [276]. Горные породы перикратонных прогибов и прилегающих складчатых систем практически всегда сформированы в пределах единых бассейнов седиментации. Различия обусловлены по большей части их ролями в конвергентных процессах, формирующих широкую шовную зону между двумя кратонами. Типичный пример такого единства - каменноугольно-юрский терригенный Верхоянский комплекс, образовавшийся в пределах пассивно-окраинного бассейна седиментации современной восточной периферии Сибирской платформы (Рисунок 4.1). Сегодня им сложены как слабодислоцированные перспективные на нефть и газ толщи Предверхоянского прогиба Сибирской платформы, так и складчатые в различной степени метаморфизованные образования Верхоянского складчатого пояса. К исключительно предгорным осадкам краевых прогибов можно отнести лишь мел-четвертичную предгорную молассу и ни в коем случае не палеозой-мезозойские осадки морского шельфового бассейна седиментации. Приведенное выше определение "Краевой прогиб — предгорный осадочный бассейн" [3], вероятно, не совсем корректно фиксирует сегодняшнюю отрицательную структуру, выполненную осадочными породами, - осадочный бассейн. В этом случае подобный осадочный бассейн будет включать в себя толщи, сформированные и в рифтогенном, и в пассивно-окраинном, и в предгорно-молассовом бассейнах седиментации. С другой стороны, наиболее широко представленные осадочные отложения пассивно-окраинного бассейна седиментации в значительной своей части окажутся метаморфизованными в складчатой области за пределами современного осадочного бассейна.

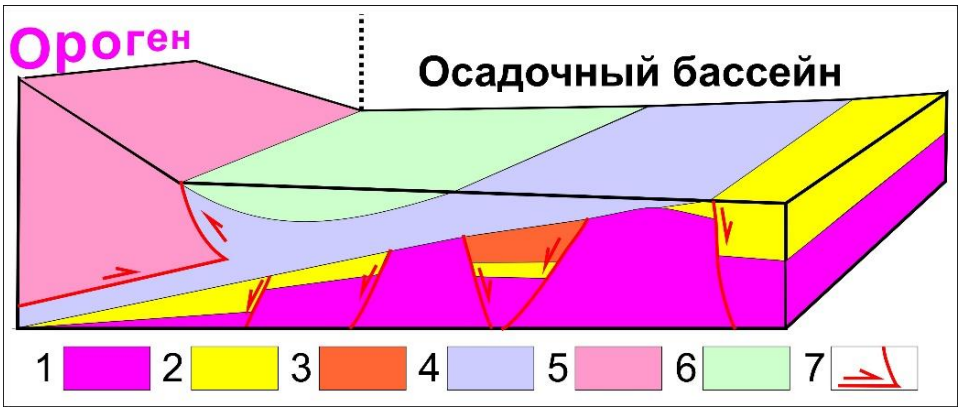


Рисунок 4.1 - Блок-схема, иллюстрирующая взаимоотношения толщ, сформированных в различных *бассейнах седиментации*, на современной границе *осадочного бассейна* и орогена (на примере Предверхоянского прогиба)

Условные обозначения к Рисунку 4.1. на след. стр.

1-кристаллический фундамент; 2-предрифтовый осадочный комплекс (венд-кембрий Сибирской платформы), внутрикратонный бассейн седиментации (БС); 3-сирифтовый комплекс (девон-карбон), рифтогенный БС; 4-пострифтовый комплекс (верхоянский, карбон-юра), пассивноокраинный БС; 5-метаморфизованные и дислоцированные породы предыдущих трех БС; 6- молассовый син- и постскладчатыйкомплекс (мел-неоген), надклинный и предскладчатыйБС; 7-разрывы с указанием кинематики.

Обратную картину разделения осадочного комплекса некогда единого бассейна седиментации можно наблюдать в случае рифтогенеза достаточно крупного кратона (Рисунок 4.2). Примером подобной картины может являться разделение некогда единого докембрийского комплекса осадочных пород бассейна (или бассейнов) седиментации Бамбуи [281, 326] между сегодняшними континентами Южной Америки и Африки.

Необходимо отметить, что как в первом, так и во втором приведенных примерах нефтегазовые системы и их важнейшие составляющие могут быть полностью уничтожены или существенно разобщены между различными *осадочными бассейнами*. Это сильно затрудняет исследование таких систем, но не делает этот процесс невозможным.

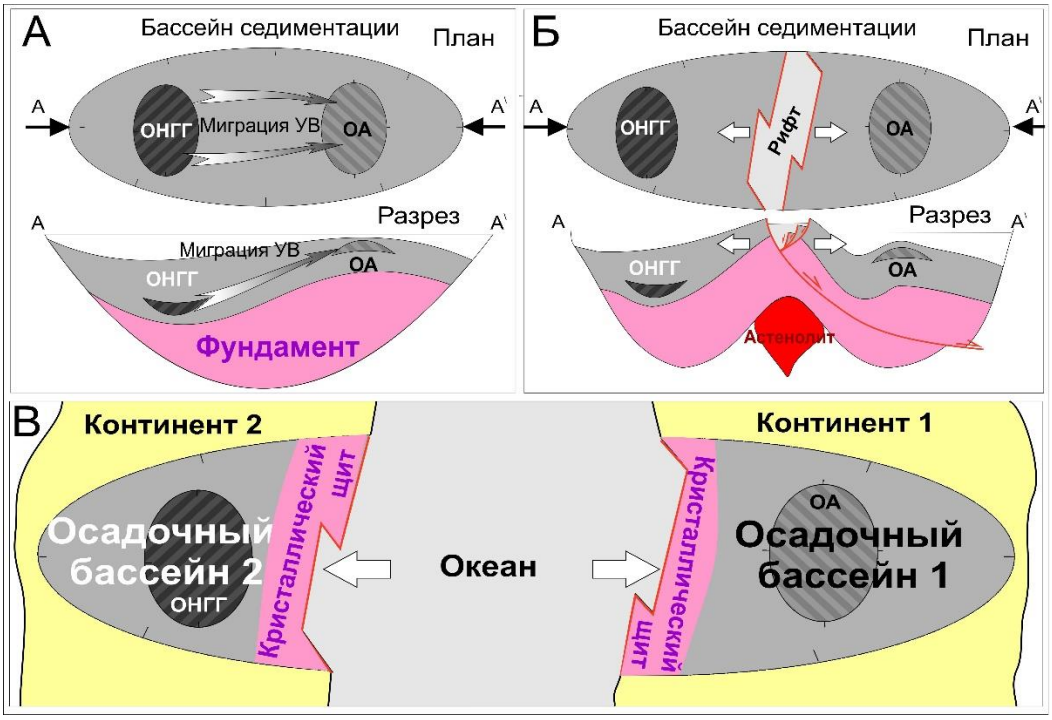


Рисунок 4.2 - Схема, иллюстрирующая разобщение основных элементов нефтегазовой системы и формирования двух осадочных бассейнов из отложений, сформированных в едином бассейне седиментации

А) единый бассейн седиментации с нефтегазовой системой; Б) начало рифтогенеза; В) раскрытие океана, формирование изолированных континентов

ОНГГ- очаг нефтегазовой генерации, ОА- область аккумуляции углеводородов

Отдельные интервалы чехла недеформированных, либо слабо деформированных осадочных пород сформированы в пределах депрессий различной геодинамической природы, например, внутрикратонных опусканиях континентальной коры, пассивноокраинных шельфах, внутриплатформенных авлакогенах и т.п. Все эти интервалы могут входить в состав современного осадочного бассейна, но история и границы их развития (часто выходящие за пределы осадочного бассейна) необходимо рассматривать с позиций их геодинамической специфики в терминах и понятиях бассейнов седиментации.

В одной из крупнейших современных монографий на эту тему “Basin analysis” [286] бассейны седиментации (sedimentary basins) определяются как области или регионы длительного опускания поверхности Земли. По-видимому, именно такой подход и предложенная на его основе классификация бассейнов седиментации должны являться основой для решения задач восстановления процессов нефтегазообразования. Однако подобная краткая формулировка не отражает всей сложности, решаемой с помощью этого термина проблемы, вероятно, являющейся специфической для отечественной геологии.

Несколько другое, похожее, но более развернутое определение дано С.И. Романовским [194]:

“Осадочный бассейн стратифицированное тело, сложнопостроенная денудационно-аккумулятивная система, частично открытая для воздействия внешних факторов и в то же время развивающаяся в строгом соответствии с ее геодинамической позицией.”

Признавая важность и правильность более глубокого подхода, вероятно, трудно полностью согласиться с таким определением, сводящим воедино современную геологическую форму залегания (стратифицированное тело) и условия формирования (сложнопостроенная денудационно-аккумулятивная система). Как было показано выше, не все первично стратифицированные тела, в настоящее время сохранили в себе отчетливые седиментационные признаки. Другие, в свою очередь, оставаясь стратифицированными, оказались разделены на части океанами и хребтами. При этом, для нефтегазовых целей при окончании регионального этапа рассматривать их необходимо именно применительно к условиям и особенностям реконструированного общего бассейна седиментации.

В этой связи из приведенных выше можно сформулировать собственное определение, вероятно, в большей степени отвечающее целям нефтегазовой геологии:

Бассейн седиментации - область или регион длительного опускания поверхности Земли, существовавшая или существующая сложно построенная преимущественно аккумулятивная система, частично открытая для воздействия внешних факторов и в то же время развивающаяся (развивавшаяся) в строгом соответствии с ее геодинамической позицией.

Для нефтегазовой геологии бассейны седиментации важно классифицировать на основании их участия и роли в процессах нефтегазообразования. Однако, как показано Demaison, G., Huizinga, H.J. в работе [317], жесткие корреляционные связи между нефтегазовым потенциалом бассейнов седиментации и их геодинамической позицией вероятно, отсутствуют. Весьма значительную роль играет географическое расположение подобных депрессий и, как следствие, климатический фактор. На фоне этих критериев геодинамические особенности бассейнов по отношению к их нефтегазовому потенциалу теряют определяющее значение.

С другой стороны, дифференциация бассейнов седиментации по отношению к процессам формирования отложений богатых органическим углеродом и, особенно, последующего сохранения их до стадий реализации их генерационного потенциала, вероятно, возможна. Более того, именно геодинамика различных по своей природе участков земной коры, определяет сначала геоморфологию, от которой в определенной степени зависят условия осадконакопления, а затем и возможности захоронения и, в конечном итоге, сохранение в составе чехла нефтегазоматеринских отложений.

Механизмы проседания обусловлены в этом случае процессами в жесткой литосфере и в относительно подвижной мантии под ней. Литосфера состоит из ряда плит, которые перемещаются относительно друг друга. Поэтому бассейны седиментации существуют на изменяющейся вследствие движения плит земной коре. Их, в этой связи, предлагается [286] разделять в основном по типу литосферного субстрата (то есть на континентальный, океанический, переходный), по их положению относительно границ плит (внутриплатформенный, край плиты) и по типу движения ближайших к бассейну плит (дивергентный, конвергентный, промежуточный). Механизмы формирования бассейнов седиментации делятся на несколько категорий, хотя все они могут действовать во время эволюции бассейна:

– Изостатические последствия изменений толщины земной коры/литосферы, например, вызванные механическим растяжением литосферы или чисто термическими факторами, например, как при охлаждении ранее поднявшейся вверх астеносферы в областях растяжения литосферы.
– Нагрузка (и разгрузка) литосферы вызывает прогиб или деформацию изгиба и, следовательно, проседание (или подъем).
– Вязкое течение мантии вызывает непостоянное опускание/подъем, известное как динамическая топография, которую легче всего распознать во внутренних поднятиях дна океана в горячих точках вулкана.

С точки зрения литосферных процессов можно выделить две основные группы бассейнов [286]:

1. бассейны, сформированные растяжением литосферы и последующим остыванием, относящиеся к рифтогенным системам;
2. бассейны, образованные в основном изгибом континентальной и океанической литосферы.

Таким образом, в качестве бассейнов седиментации следует рассматривать не столько **существующие на сегодняшний день геологические структуры**, характеризуемые наличием слабодислоцированного и слабометаморфизованного осадочного чехла (плиты, платформы, синеклизы и т.п.), сколько исторически существовавшие или существующие области, в пределах которых во время реализации определенного плитотектонического цикла или циклов формировался фациально, литологически и тектонически относительно обособленный интервал осадочного чехла (**аккумуляционно-денудационные системы**) (Рисунок 4.3). Впоследствии он мог как сохраниться в мало измененном виде, так и частично или полностью быть преобразованным складчато-надвиговыми и метаморфическими процессами.

В качестве примера можно, опять же, привести восточную периферию Сибирской платформы. Здесь в пределах осадочного бассейна Предверхоянского прогиба снизу вверх уверенно выделяются отложения (см. Рисунок 4.1):

1. венд-раннепалеозойского предрифтового **внутрикратонного бассейна седиментации**,
2. девон-каменноугольных **рифтогенных бассейнов седиментации,**
3. карбон-позднеюрского **пассивноокраинного бассейна седиментации**, значительной частью вошедшие в состав Верхоянского складчатого пояса,
4. мел-кайнозойские молассовые **бассейны седиментации: надклинный и предскладчатый.**

Объединять сформированные в поэтапно длительно продолжавшихся и изменявшихся со временем условиях седиментации осадочные толщи этих бассейнов в единый **осадочный бассейн краевого прогиба**, как это предлагается в работе [3] представляется логичным лишь для адаптации результатов детальных научных исследований к практическим запросам нефтегазовой геологоразведки на начальной стадии регионального этапа.

Важнейшим моментом для задач нефтегазовой геологии является вопрос связи особенностей бассейнов седиментации с возможностями накопления и захоронения нефтегазоматеринских отложений. Редким примером попытки его решения является выделение в пределах, по факту, бассейна седиментации важного палеогеоморфологического элемента, аккумулятивной подсистемы - **Аккумуляционно-топографической впадины** (АТВ). Как указывал М.М. Грачевский [52], именно наличие такого элемента будет необходимым

признаком, который отделит нефтегазоносный бассейн от остальных осадочных бассейнов, частным случаем которых является НГБ.

Этот очень спорный вывод, вероятно, пока не получил достаточно широкого признания среди геологов-нефтяников. Хотя сам подход носит системный характер и, вероятно, является попыткой анализа бассейнов седиментации с целью выделить из них наиболее перспективные, он не учитывает некоторые аспекты. Во-первых, как показано в работах, посвященных условиям формирования черносланцевых толщ, часто процесс их образования не сопряжен с замкнутыми депрессиями внутри бассейнов (впадинами) (Рисунок 4.3), а развивается на склонах шельфа (см. ниже, обстановки 2 и 4 по П.Б. Уигналлу [340]). Во-вторых, не менее важной чем условия седиментации является проблема захоронения и сохранности богатых органическим углеродом осадков. Вероятно, шельфовые и пришельфовые нефтегазовые системы, начавшие процессы генерации и частично реализовавшие потенциал до коллизионного закрытия осадочного бассейна, иногда оказываются практически полностью уничтожены орогенными событиями.

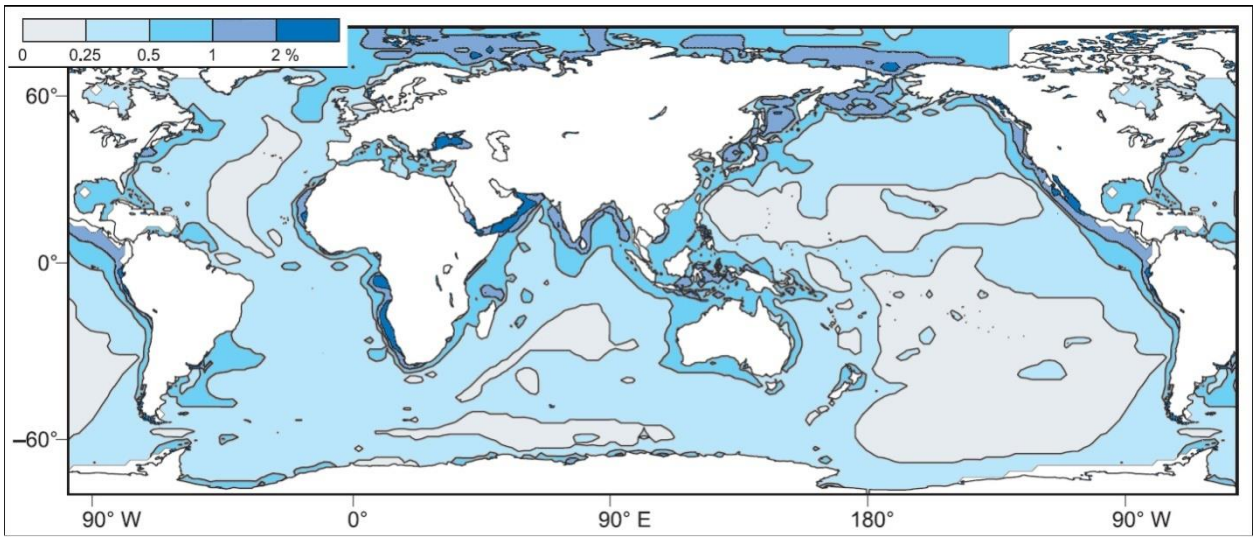


Рисунок 4.3 - Распределение $C_{орг}$ в верхнем слое осадков Мирового океана [193]

При этом, несомненно то, что анализ и детализация бассейнов седиментации по ряду уверенно устанавливаемых особенностей, во многих случаях может являться более легкой задачей, чем непосредственное обнаружение и выделение нефтегазоматеринских пород, поскольку бассейн седиментации представляет собой гораздо более крупный объект и может быть с большей степенью достоверности исследован по ряду косвенных признаков, при невозможности прямого изучения. Например, одним из наиболее ярких поисковых критериев является клиноформный комплекс, часто перекрывающий образования голодного бассейна, находящихся иногда на труднодоступных для бурения глубинах.

Таким образом, на вопрос, всегда ли нефтегазоматеринские толщи формируются в условиях некомпенсированного прогибания, вероятно, следует дать отрицательный ответ. Вопросам формирования богатых неокисленными углеводородами осадков и впоследствии

пород посвящены работы Е.А. Романкевича, Я.Э Юдовича и М.П. Кетрис, Б. Бижу-Дюваля, П.Б. Уигналла и др. К сожалению, в большинстве из них не делается явных попыток унифицировать обстановки формирования и сохранности нефтегазоматеринских толщ и дифференцировать бассейны седиментации в соответствии с этим признаком. Если проанализировать факторы, влияющие на формирование черносланцевых толщ [277] становится понятно почему. Дело в том, что процессы, способствующие подобной седиментации, весьма многообразны и могут быть связаны с разными условиями осадконакопления. Часто весьма трудно разобраться даже с современными механизмами накопления обогащенных органическом веществом осадков [193, 192] (Рисунок 4.3). В ситуациях древних обстановок эти процессы становятся ещё более многовариантными и неопределенными. Вероятно, лишь в работе П.Б. Уигналла [340] проводится смелая попытка такого целенаправленного анализа новейших и, что особенно важно, палеобассейнов седиментации, в которых наблюдается накопление черносланцевых страт. Им выделены следующие современные обстановки накопления высокоуглеродистых осадков:

1. полузамкнутого (порогового) стратифицированного моря,
2. апвеллинговые зоны,
3. озера и лагуны,
4. гипотетически, среднего шельфа.

В работе Я.Э. Юдовича и М.П. Кетрис [277] рассмотрены механизмы формирования богатых органическим веществом толщ и сохранности их в начальную фазу диагенеза. Выделяются следующие контролирующие и, вероятно, и в прошлом контролировавшие образование углеродистых пород критерии [277]:

“Факторы, которые контролировали образование углеродистых осадков, - это величина первичной биопродукции (P), степень фоссилизации $C_{орг}$, т. е. доля его, выпадающая из биологического круговорота (F), и скорость минеральной седиментации (S). “

и далее:

“При этом намечается любопытное «географическое» размежевание приоритетных факторов в научной литературе: у нас вслед за Н.М. Страховым чаще всего обращаются к факторам P + S, а на Западе — к P + F”

В последние годы, в связи с развитием глубоководных исследований, появились интереснейшие данные о биоценозах белых и черных курильщиков рифтовых (и не только) зон глубоких частей океана. Как указывается в работе Е.А. Романкевича [192] происходящие здесь явления весьма многогранны и разнообразны. С одной стороны, наблюдаются процессы термокаталитического синтеза биогенного органического вещества и нефтеподобных соединений. С другой – происходит активный хемогенный синтез новых высокомолекулярных

углеводородов. Этот синтез осуществляется на основе как неорганических гидротермальных соединений, так, вероятно, и с использованием ювенильных абиогенных углеводородов. Несмотря на аномально высокие значения плотности биомассы на единицу площади вокруг вулканических трубок, механизмы и закономерности захоронения органического вещества изучены, вероятно, весьма слабо. На современном этапе исследованности этой проблемы выглядит вероятным, что механизм формирования черносланцевых толщ мог бы представлять определенный интерес с учетом того, что в последнее время подобные вулканогенные биоценозы обнаружены на переходной коре шельфовых областей. Вопрос сохранности богатых углеводородами осадков и формирования на их основе нефтематеринских пород, таким образом, в основном зависит от тектонических аспектов.

Если для осадконакопления существуют различные возможности проявления обстановок формирования нефтегазоматеринских пород в пределах различных бассейнов седиментации, то с вопросами сохранности сформированных черносланцевых толщ ситуация выглядит несколько по-иному. Вероятно, именно этот процесс, имеющий важнейшее значение для нефтегазоносности, в отличие от географического, геоморфологического и климатического факторов, может быть жестко увязан с геодинамическими особенностями бассейнов седиментации.

Дело в том, что устойчивость осадочного чехла отдельных литосферных плит к тектоническим и метаморфогенным преобразованиям в значительной степени обусловлена толщиной и плотностью нижней части земной коры. Континентальный тип коры практически не способен совершать значительные погружения в недра Земли. Он может претерпевать интенсивные преобразования лишь в своих периферийных частях, характеризующихся промежуточным, листрически утонченным типом. Соответственно, в его пределах относительно надежно сохраняется осадочный чехол вместе с нефтегазоматеринскими отложениями.

Другая картина характерна для литосферы с океаническим, плотным и относительно тонким типом земной коры. Черносланцевые толщи, сформированные на океанической коре, чаще всего не способны пережить конвергентные процессы, значительно реже сохраняются в сильно дислоцированном и метаморфизованном виде, обычно в составе офиолитовых комплексов в складчатых зонах. Нефтегазоматеринские качества их в этом случае практически уничтожены и не представляют интереса. Гораздо реже на основе океанической коры формируются внутриплатформенные моря (Черное, Средиземное, Каспийское), а затем и региональные синформы (Прикаспийская, Малая и Большая Венгерские впадины), в пределах которых, сформированы весьма перспективные очаги нефтегазовой генерации.

Весьма интересна также обратная картина, когда фрагмент континентальной литосферной плиты, отдельный кратон оказывается окружен океанической корой и погружен ниже уровня

моря. В качестве примера можно привести континент (континенты) тихоокеанской Зеландии, или Омолонский массив, в настоящее время входящий в мезозойское складчатое обрамление Сибирской платформы. В пределах в морских условиях с раннего до позднего триаса, вероятно, на протяжении более 10 млн. лет формировалась джугаджакская черносланцевая свита (по другим данным толща) общей мощностью черных горючих сланцев до нескольких десятков метров. Таким образом, по наиболее интересному с точки зрения перспектив нефтегазоносности вопросу все выделяемые типы бассейнов седиментации можно разделить по отношению к нефтегазоматеринским толщам (Рисунок 4.4). В самом простом случае, например, для бассейнов внутриплатформенных прогибов или внутриплатформенных рифтов нефтегазоматеринская толща, аккумулятивно-топографическая впадина, как и весь осадочный чехол, находятся в слабо преобразованном или незатронутом тектоническими дислокациями состоянии. В случае бассейнов седиментации на базе океанической коры нефтегазоматеринские толщи либо вообще не сохраняются до захоронения в осадочном чехле, будучи вовлечены в субдуцирование, либо сохраняются в сильно измененном виде в офиолитовых комплексах аккреционных призм и обдуцированных пластин.

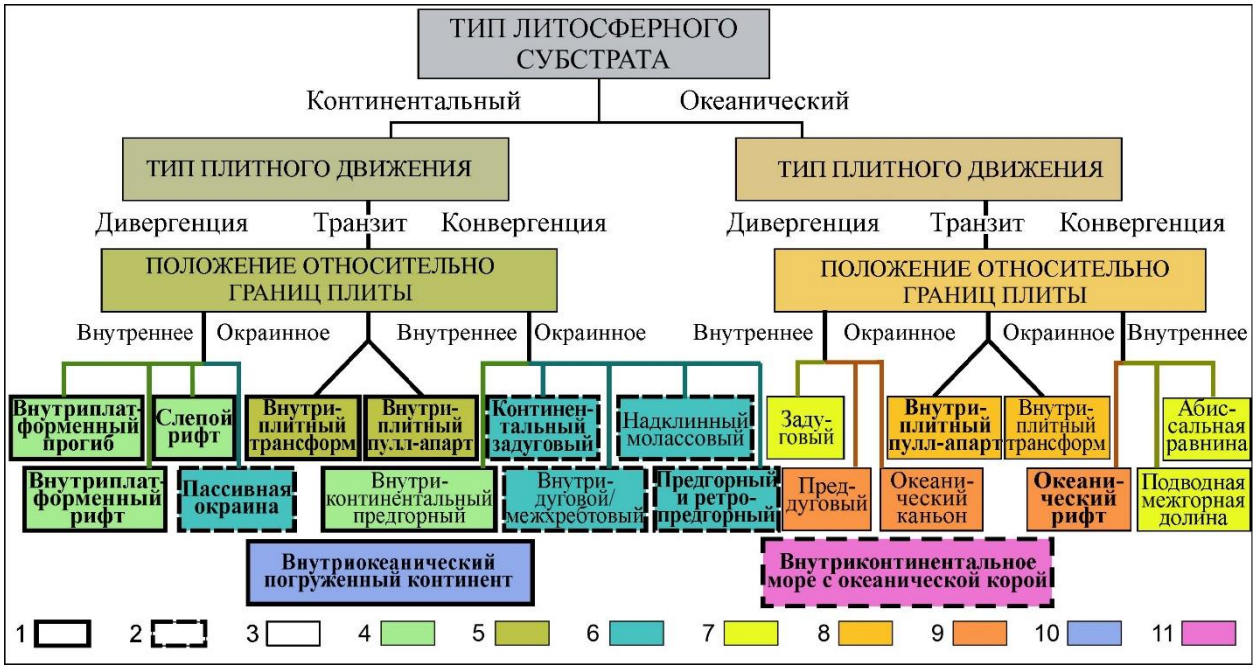


Рисунок 4.4 - Схема классификации бассейнов седиментации на основе их тектонической обстановки. По данным [286] с дополнениями

Жирным шрифтом выделены обстановки, способствующие накоплению нефтегазоматеринских свит.

Условные обозначения к Рисунку 4.4. на след. стр.

(1-3) Различные обстановки по отношению к сохранности генерационного потенциала: 1- весьма устойчивые; 2-относительно устойчивые; 3-неустойчивые; (4-6) геодинамическая характеристика бассейнов на континентальной коре: 4-внутриплатформенные; 5-транзитные; 6-перикратонные; (7-9) геодинамическая характеристика бассейнов на океанической коре: 7-внутриплитные; 8-транзитные; 9-периферийные; 10-континентальная кора в океанической обстановке; 11-океаническая кора в составе континента.

Промежуточную позицию в этом ряду занимают нефтегазоматеринские толщи окраин континентов. Они, даже, в случае уничтожения или существенного преобразования коллизионными процессами, в определенной степени успевают реализовать свой потенциал до стадии орогенеза. В этом примере складчато-надвиговые дислокации значительно разрушают сформированные залежи, но при этом частично переформируют их, отжимая УВ к фронтальной части орогена. В подобных случаях весьма сложно установить очаги нефтегазообразования и часто приходится иметь дело с мощными черносланцевыми тектоническими зонами в составе дислоцированных толщ складчатых областей. Толщины этих образований, их тектоника и литология, возможно, свидетельствуют в пользу их вторичного нефтенасыщения при последующем метаморфизме.

Выводы.

1. В настоящее время термин *осадочный бассейн* является достаточно проблемным и несколько устаревшим в свете сегодняшних знаний об эволюции земной коры, о взаимоотношениях, осадочных стратифицированных и складчатых метаморфогенных образований на границах платформ и орогенов.
2. При этом, выбор районов, направлений нефтегазовых геолого-разведочных исследований на начальной стадии регионального этапа, требует определенного упрощения. Такая ситуация позволяет продолжать рассматривать *осадочные бассейны* в их классическом понимании в качестве наиболее обоснованных объектов для постановки региональных ГРР на нефть и газ.
3. Однако, дальнейшие, углубленные исследования седиментационных, геодинамических и нефтегазоэволюционных процессов требуют детальных реконструкций. Объектами последующих стадий регионального этапа должны являться *бассейны седиментации* и их составляющие. Кроме того, важнейшую роль играет изучение *бассейнов породообразования*, в той их части, что существенно преобразована тектоногенными и метаморфогенными процессами.
4. *Бассейны седиментации* можно классифицировать с геодинамических позиций, что в свою очередь не всегда дает возможность напрямую оценить их перспективы нефтегазоносности,

но позволяет дифференцировать их по отношению в меньшей степени к накоплению и в большей - к сохранению нефтегазоматеринских толщ до стадии генерации УВ.

5. Степень сохранности нефтегазоматеринских отложений, тесно связана с нефтегазоносностью и несоизмеримо выше в бассейнах на основе континентальной коры. Весьма высокими перспективами накопления нефтегазопроизводящих пород обладают внутриплатформенные моря с океаническим типом коры.

4.2. Особенности стратиграфии нефтегазоперспективного интервала чехла осадочного бассейна и бассейнов седиментации Сибирской платформы

Стратиграфическое разнообразие Сибирской платформы огромно как по площади, занимаемой осадочными отложениями, так и по интервалам геологического времени и соответствующих им стратиграфических диапазонов. Разделы по стратиграфии, содержащиеся практически в любой объяснительной записке к геологическим картам Сибирской платформы различного масштаба, включают данные практически по всем известным геохронологическим и стратиграфическим интервалам глобальной геологической истории. В них, в зависимости от района, могут содержаться сведения о стратифицированных метаморфогенных толщах нижнего и верхнего архея, нижнего протерозоя, имеются описания в различной степени метаморфизованных отложений рифея, осадочных толщ венда, палеозоя, мезозоя и слабо литифицированных образований и осадков палеогена, неогена и четвертичной системы.

Не очень подробному и даже, сколько-нибудь, представительному описанию различных стратифицированных толщ, фациальных областей, районов и зон можно было бы посвятить специальную работу и это не входит в задачи. Рассмотрим лишь отложения, связанные с нефтегазоносностью Сибирской платформы, и затронем, вероятно, наиболее важные проблемы стратиграфии и литологии, имеющие отношение к ресурсному углеводородному потенциалу Восточной Сибири.

Интервалы промышленной нефтегазоносности приурочены к двум частям осадочного бассейна Сибирской платформы и фактически определены эволюцией нескольких связанных между собой разновозрастных бассейнов седиментации.

В одном случае нефтегазоносность приурочена к отложениям рифея-нижнего кембрия, сформированным в рифейских проблемных слабо изученных бассейнах и в пределах внутриплатформенной мелководной и шельфовой частях, вероятно более крупного внутриплатформенного Сибирского венд-кембрийского бассейна седиментации. С осадочными толщами этого возраста связано выделение Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [89].

В другом случае, нефтегазоносность и в большей степени газоносность Лено-Вилюйской нефтегазовой провинции приурочены к пермо-триасовым и юрскими толщам, в свою очередь,

сформированным в пределах единого бассейна пассивной окраины, развивавшегося на востоке Сибирской платформы с карбона до конца юры.

Относительно краткое описание литологии, стратиграфии и истории развития указанных интервалов единого осадочного бассейна и отдельных бассейнов седиментации, в разное время существовавших на территории Сибирской платформы, составленное на основе компиляции известных опубликованных источников, а также стратиграфических обобщений, изложенных в производственных отчетах за авторством соискателя, приводится ниже.

4.2.1. Рифейские бассейны седиментации

Отложения рифея представляют собой самый сложный для обобщения интервал осадочного чехла [97, 98, 272, 202, 217, 262, 263, 278].

Во-первых, на большей части платформы они погребены под мощными толщами и детально не изучены бурением.

Во-вторых, складчатое обрамление и периферийные части платформы, где обнажаются и удобны для исследования верхнепротерозойские толщи, демонстрируют весьма сложное геологическое строение (см. Главу 3). Складчато-надвиговый характер сочленения чехла платформы с обрамлением определяет часто встречаемое совмещение различных тектонических блоков и, соответственно, осадочных метаморфизованных толщ, принадлежащим разным тектоническим пластинам (nappes).

В-третьих, палеонтологическая микропроблематика, используемая для расчленения докембрийского интервала разреза не имеет однозначного толкования и сама по себе весьма проблемна и дискуссионна [221, 222]. Ещё более сложным вопросом является восстановление истории седиментации или дометаморфогенной природы, даже, казалось бы, в слабой степени метаморфизованных толщ. Особенно, учитывая их весьма частый немой характер.

В-четвертых, если связь вмещающей основные резервуары углеводородов среднерифейской камовской серии с нефтегазоносностью не вызывает сомнений, хотя бы в качестве коллектора, то участие и роль рифейских толщ в процессах нефтегазовой генерации до сих пор до конца твёрдо не установлена [303].

В-пятых, временной промежуток рифея, следовательно, в некоторых случаях и накопленные толщины почти в два раза превышают время образования и мощность венд-фанерозойского яруса чехла. При этом без детального изучения рифея и, в частности, его стратиграфии, невозможно понимание довендской истории развития Сибирской платформы. Нерешенность этой проблемы, в свою очередь, существенно затрудняет реконструкции формирования вышележащих интервалов осадочного чехла, геология которых очень часто имеет унаследованный характер.

Таким образом, учитывая высокую в некоторых районах платформы дислоцированность выходящих на предвендскую эрозионную поверхность рифейских толщ, можно констатировать, что иногда рифейский структурный ярус фактически представляет собой элемент складчатого сооружения. В то же время отсутствие надежных геохронологических маркеров существенно затрудняет, можно сказать, практически делает пока невозможным сколь-нибудь точное выделение изохронных комплексов в докембрии на всей платформе. Соответственно фациальное районирование рифея на значительной территории больше напоминает геологическую модель, показывающую распространение литологически близких толщ. Их полихронный характер, по всей видимости, очевиден. Тем не менее, в области стратиграфии рифея Сибири за несколько десятилетий проделана гигантская работа, и только её результаты на сегодняшний день дают представление о рифейском ярусе осадочного чехла [272, 123, 263 и др.].

В соответствии с предлагаемой в диссертации геодинамической историей развития, наращивание площади Сибирской платформы в докембрии носило более равномерный характер, чем это представлялось ранее. Предполагается, что не было гигантского перерыва около миллиарда лет с момента окончательного формирования цоколя в позднем протерозое. Процессы причленения новых жестких блоков происходили на протяжении всего рифейского времени. Соответственно, не существовало такого масштабного рифейского рифтогенеза о котором принято рассуждать на основе несомненного наличия крупных синформных вытянутых докембрийских структур, бездоказательно рассматриваемых исключительно в качестве рифтов или грабенов. Гораздо логичнее из анализа структурных форм, интерпретируемых на сейсмических разрезах, а также, отталкиваясь от богатого материала по изучению докембрийских прогибов по всему миру, выделить среди них синколлизионные формы (см. раздел 3.2.2.2). В этом случае в границах «прогибов» окажутся объединены отложения, сформированные (по аналогии с Предверхоянским перикратонным прогибом) в обстановках внутриплатформенных рифтовых, пассивно-окраинных, предгорных осадочных бассейнов. Как и в других случаях, главную роль играют осадки пассивных окраин, интенсивно дислоцированные со стороны причленившихся кратонов. В этой связи, на современном уровне изученности и в условиях погребения, отложения рифтовых и предгорных осадочных бассейнов трудно выделить и изучить. По этим причинам рифейские отложения рассматриваются в работе и в качестве доплатформенных синколлизионных, и в качестве синрифтовых.

Более подробное описание осадочного чехла начинается вендскими базальными горизонтами.

4.2.2. Внутриплатформенный Сибирский бассейн седиментации

Один из крупнейших в Евразии бассейнов седиментации, осадочные формации которого сохранились до наших дней, внутриплатформенный Сибирский бассейн, функционировал на территории Сибирской платформы как единая аккумулятивная система с конца рифея - начала венда до девона. После кембрия он, вероятно, в результате циклической регрессии моря постепенно деградировал, иногда разделяясь на несколько более мелких и по размерам, и по глубинам бассейнов. По периферии этот бассейн неразрывно сочленялся с пассивно-окраинными бассейнами седиментации Сибирской платформы, на западе – с Приенисейским, на юго-востоке, юге и юго-западе – с Предпатомским и с другими бассейнами, осадочные формирования которых в настоящее время существенно преобразованы тектоническими движениями и метаморфизмом.

Вендский период

Осадочные толщи венда являются наиболее древними образованиями, залегающими субгоризонтально во всех внутренних районах Сибирской платформы. Можно сказать, что вендскими отложениями начинается плитный или «синеклизный» ярус осадочного чехла. При этом, поскольку терригенные и карбонатные резервуары вендского возраста содержат преобладающее количество углеводородных ресурсов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, этот интервал представляет наибольший интерес с точки зрения литолого-стратиграфического описания. Однако, объем и, главное, смысл настоящего исследования не предполагают детального рассмотрения весьма широкого спектра всех особенностей литологии, даже, наиболее перспективных в нефтегазовом отношении толщ. Поэтому ограничимся констатацией главных особенностей отложений вендской системы.

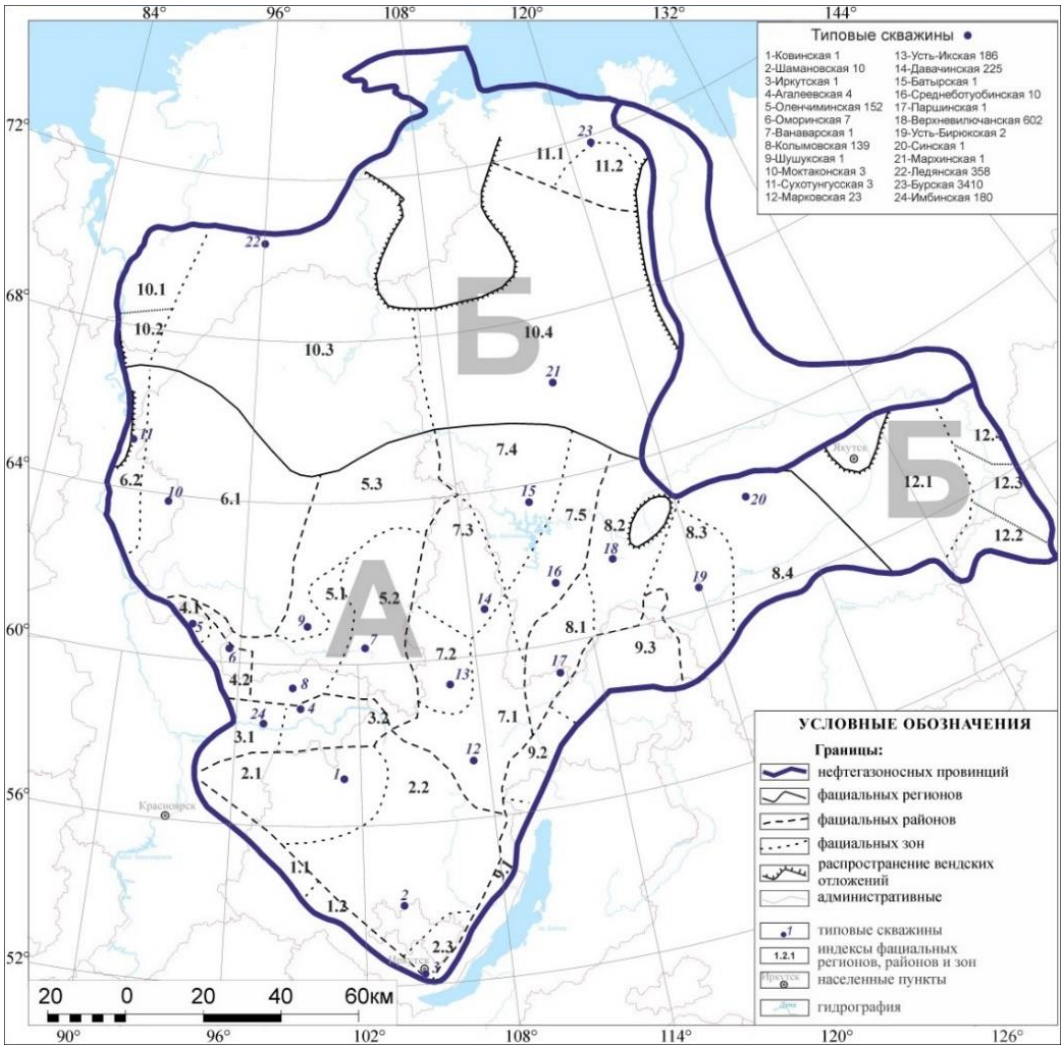


Рисунок 4.5 - Схема фациального районирования вендских отложений Сибирской платформы, по материалам [122, 123]

Фациальные регионы, районы и зоны **А) Тунгусский регион:** 1. Саянский район:1.1. Бирюсинская зона; 1.2. Мотско-Ийская зона; 2. Ангаро-Ленский район: 2.1. Ковинская зона; 2.2. Бельско-Жигаловская зона; 2.3. Иркутская зона; 3. Нижнеангарский район: 3.1. Имбинская зона; 3.2. Агалеевская зона; 4. Предъенисейский район: 4.1.Оленчиминская зона; 4.2. Оморинская зона; 5. Байкитско-Катангский район: 5.1. Тайгинская зона; 5.2. Собинская зона; 5.3. Кординская зона; 6. Турухано-Бахтинский район: 6.1. Бахтинская зона; 6.2. Туруханская зона; 7. Непско-Ботуобинский район: 7.1. Приленско-Непская зона; 7.2. Гаженская зона; 7.3. Ербогаченская зона; 7.4. Сюгджерская зона; 7.5. Ботуобинская зона; 8. Предпатомский район: 8.1. Нюйская зона; 8.2. Вилючанская зона; 8.3. Березовская зона; 8.4. Синская зона; 9. Байкало-Патомский район: 9.1. Прибайкальская зона; 9.2. Чая-Миньская зона; 9.3. Витимо-Чарская зона; **Б)** Анабаро-Майский регион: 10. Игаро-Анабарский район:10.1.Норильская зона; 10.2. Игарская зона; 10.3. Аянская зона; 10.4. Восточно-Анабарская зона; 11. Оленекский регион: 11.1. Лено-Анабарский район; 11.2. Хорбусуонский район; 12. Якутско-Майский район; 12.1. Уордахская зона; 12.2. Аимская зона; 12.3. Аллах-Юньская зона; 12.4. Суордахская зона

Основными данными для изучения вендского разреза являются результаты бурения в первую очередь изучение керна и материалы кривых каротажа. Разбивки вендских отложений на слои и пачки выполнены почти по всем скважинам, пробуренным на Сибирской платформе. Масштабный фактаж позволил разработать в 1986 г. стратиграфическую схему венда Сибирской платформы. Схема утверждена МСК в качестве корреляционной в 1988 г. [188]. В последующие годы работа продолжалась в основном коллективом СНИИГГиМС под руководством Н.В. Мельникова. Им по этой теме для наиболее перспективных на нефть и газ южной и центральной частей Сибирской платформы изданы несколько исчерпывающих монографий (последняя в 2018 году). В этих работах южные фациальные регионы объединены в отдельный Тунгусский фациальный регион (Рисунок 4.5).

По степени изученности, проблемности, системности и освещенности вендский интервал разреза существенно отличается от рифейского, но для решаемых задач не требуется детального рассмотрения отдельных свит. Тем более, что подобное изложение материала имеется в опубликованной литературе, и занимает весьма большой объем [122, 123].

Непский стратиграфический горизонт, полностью соответствующий отложениям нижнего венда [122], является базальным и перекрывает с размывом отложения предвендской коры выветривания архей-протерозойского фундамента и в различной степени дислоцированные рифейские осадочные, часто метаморфизованные толщи, выполняющие отрицательные погребенные структуры проблемного генезиса.

В раннем венде обширная суша в центральной части Сибирской платформы последовательно сокращалась и полностью ушла под воды морского бассейна в начале даниловского времени позднего венда (Рисунок 4.7).

Практически во всех фациальных районах Сибирской платформы, за исключением северо-востока, где на большей части осадконакопления не происходило (Рисунки 4.6, 4.7) отложения непского горизонта представлены терригенными, в меньшей степени терригенно-карбонатными толщами и демонстрируют генетическую связь с породами фундамента, являвшегося размываемым и переоткладываемым субстратом. На юго-востоке, в Березовской и Вилючанской зонах Предпатомского фациального района средняя часть непского горизонта имеет карбонатный состав, поскольку, вероятнее всего, эта территория была близка к депоцентру позднерифейского прогибания, сформировавшего Байкало-Патомский, сначала рифтогенный, а затем и пассивно-окраинный бассейн седиментации уже к началу венда. Аналогичная ситуация, по всей видимости, имела место и на востоке территории в пределах Предсеттедабанского перикратонного прогиба, где карбонаты слагают часть базальной *аимской свиты* и на севере, в Хорбусуонском и Лено-Анабарском фациальных районах, где *хатыспытская свита* имеет также терригенно-карбонатный состав.

На территориях, прилегающих к Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизам, нижний венд имеет полностью терригенный, часто глинистый, плохо сортированный, «мусорный» характер (Рисунок 4.5). Часто наблюдается прямая зависимость между значительными толщинами непского горизонта и низкими коллекторскими свойствами толщ (немчанская свита Предъенисейского, алешинская свита Нижнеангарского районов). Нижние пласты нередко бывают представлены граувакковыми разностями. Вверх по разрезу в результате частого перемыва сортировка терригенных пород улучшается, увеличивается доля кварцевой составляющей. В центральной части Байкитской антеклизы терригенный венд в составе непского и вышележащего тирского горизонта отсутствует. Вероятно, эта территория служила источником питания близлежащих участков бассейна в раннем венде. В пределах Ербогаченской и Гаженской фациальных зон Непско-Ботуобинского района непский горизонт имеет резко сокращенную, вплоть до полного выклинивания, мощность.

В целом можно констатировать, что нижневендские отложения наследуют зональность осадочных толщ верхов рифея, формировавшихся в крупных вытянутых синформных структурах [125], или литологические характеристики, определяемые составом размываемого кристаллического субстрата. При этом сносился материал как со складчатых обрамлений окончательно сформировавшейся в позднем рифее Сибирской платформы (позднерифейский ороген современных Енисейского кряжа и Байкитской антеклизы), так и с палеоантеклиз, Анабарской и Непско-Ботуобинской. Максимальных толщин отложения непского стратиграфического горизонта до 500 метров достигают в Предпатомском пассивно-окраинном бассейне, являвшимся в венде продолжением внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации.

С началом позднего венда связано формирование отложений тирского стратиграфического горизонта. Осадочные толщи этого уровня относительно изменчивы по территории платформы, демонстрируя сложный характер распределения литофаций. Если в юго-западных районах этому уровню соответствуют существенно терригенные образования верхнечорской подсвиты, космической свиты, то севернее и, особенно, северо-восточнее появляется карбонатная и сульфатно-карбонатная составляющая. На востоке платформы в середине и конце тирского времени формируются в основном карбонатные толщи: бюкской свиты в Непско-Ботуобинском и Предпатомском районах, усть-юдомской - в Учуро-Майском регионе.

К средней части бюкской свиты центральной и северной частей Предпатомского района приурочена торсальская пачка солей, являющаяся важнейшим фактором формирования современной геологической структуры юго-востока платформы и перспектив нефтегазоносности, соответственно.

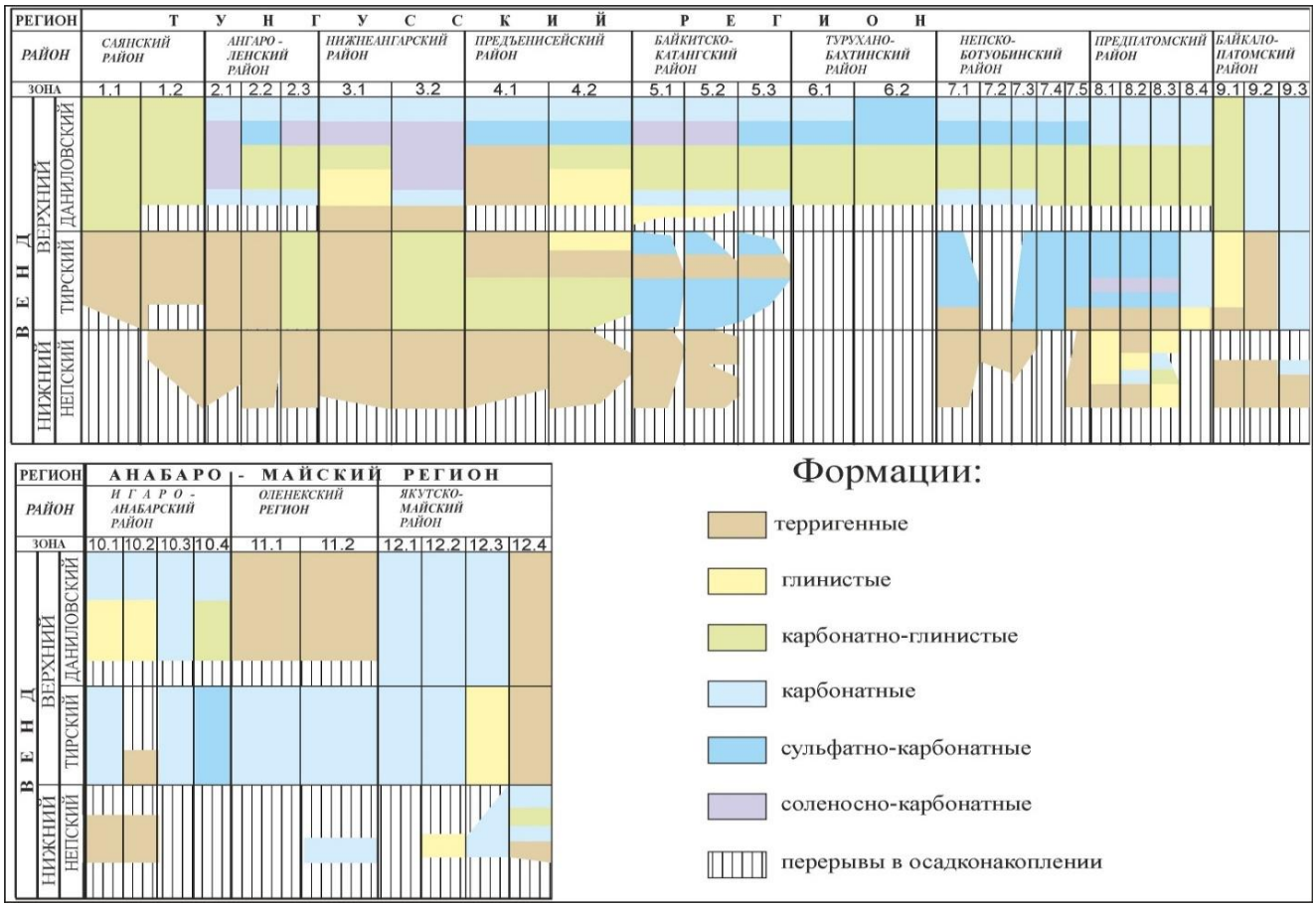


Рисунок 4.6 - Упрощенная схема соотношения главных литологических комплексов вендских отложений Сибирской платформы, по материалам [по 122, 123]

Фациальные зоны см. на Рисунке 4.5

Нижняя часть тирского горизонта на юге и востоке Тунгусского фациального региона (Рисунок 4.5) представлена терригенными породами (Рисунок 4.6). При этом в северо-восточной его части, в Ботуобинской фациальной зоне Непско-Ботуобинского района этот интервал представляет собой зрелые кварцевые песчаники ботуобинского продуктивного горизонта, наилучшего коллектора в пределах Лено-Тунгусской НГП. Несколько худшими параметрами фильтрационно-ёмкостных свойств обладает этот уровень, представленный парфеновским продуктивным горизонтом в Ийско-Жигаловской зоне Ангаро-Ленского фациального района. Общие толщины тирского горизонта колеблются от менее чем 100 метров на юго-западе, до 660 метров и более в районе Березовской впадины.

Даниловский стратиграфический горизонт залегает с различного масштаба размывами на породах тирского горизонта на всей территории южной, западной и центральной частей платформы. Лишь на крайнем западе и востоке платформы отмечается непрерывная седиментация. В Нижнеангарской фациальной зоне в этот промежуток формировались перспективные на нефть и газ отложения мошаковской и редколесной свит [122].

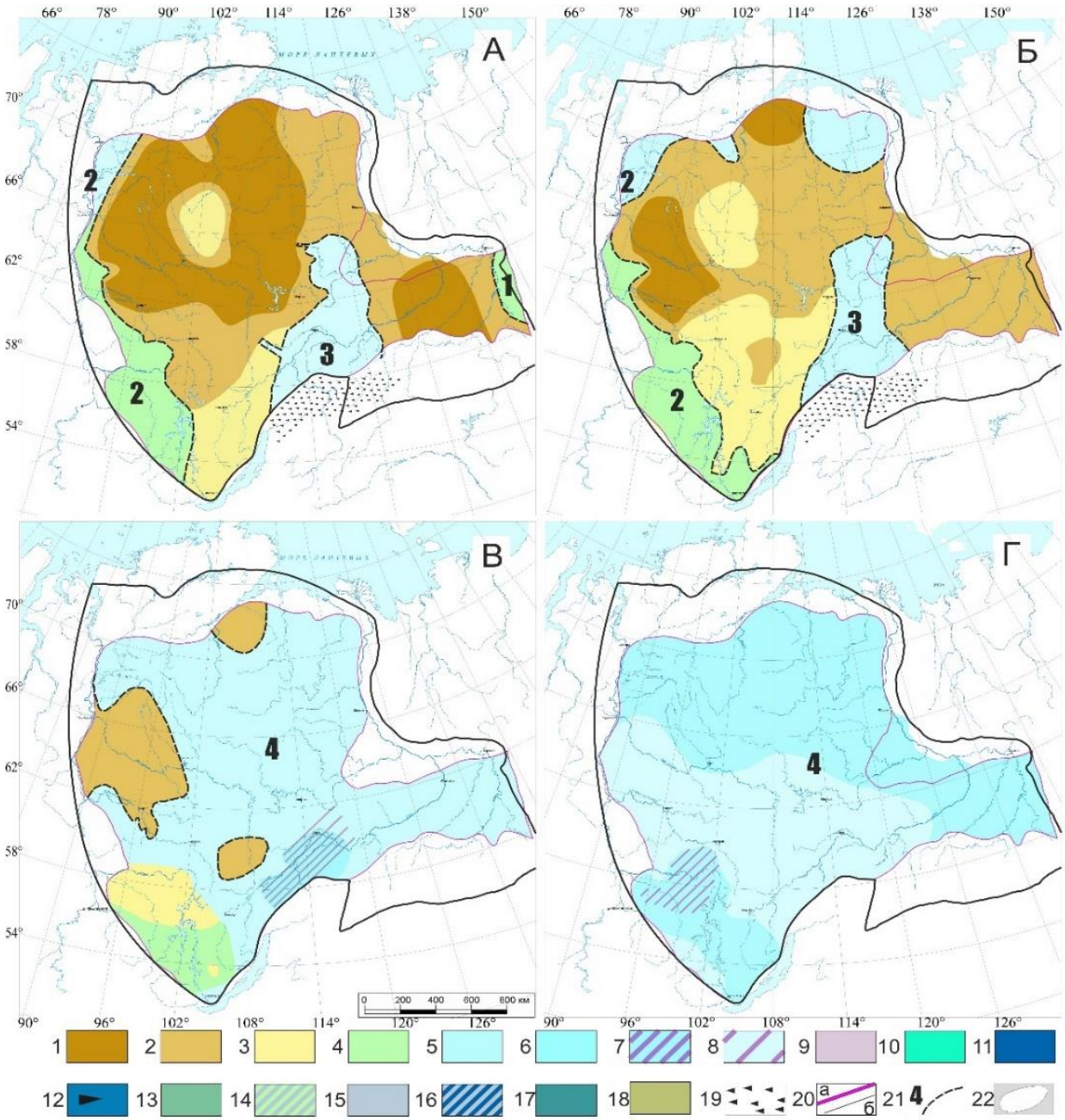


Рисунок 4.7 - Палеогеографические схемы, иллюстрирующие формирование и эволюцию внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации и бассейнов-предшественников в позднем докембрии А) байкальское-вилючанское время; Б) непское время; В) тирское время; Г) даниловское время (по данным [18ф] с изменениями)

Условные обозначения к Рисунку 4.7. на след. стр.

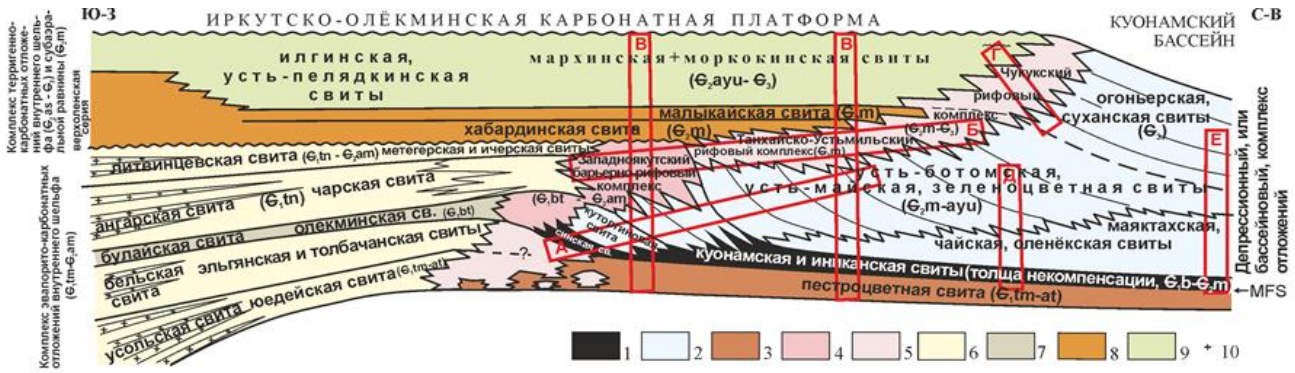
1-суша денудационная, с высоким рельефом; 2-суша денудационная, с низким рельефом; 3-суша аккумулятивная; 4-приливно-отливные равнины (верхняя литораль, периодически осушавшиеся тыльно-рифовые обстановки) и аккумулятивно-денудационные равнины (с периодическими ингрессиями моря); 5-море, мелкая часть шельфа; 6-море, глубокая часть шельфа; 7-море солеродное, глубокая часть шельфа, содержание соли 25-75‰; 8-море солеродное, мелкая часть шельфа, содержание соли 1-25‰; внутриплатформенные аридные обстановки существенно эвапоритовой и красноцветной седиментации; 10-внутришельфовый бассейн, иногда с аккумулятивными рифогенными бортами, свободным водообменом с открытым морем и нормальной соленостью вод; 11-глубоководный открыто-морской бассейн с нормальной циркуляцией вод; 12- "голодный" бассейн с резко ослабленной циркуляцией вод и (или) стратифицированной водной толщей; 13- внутрилагунные (зарифовые) отмели, бары, водорослевые луга; 14-обстановки рифового рампа замещаются вверх по разрезу тыльно-рифовыми; 15-то же, что и 14, вверху появляются отложения тыльно-рифовых обстановок (верхняя литораль); 16-обстановки открыто-морского бассейна, сменяющиеся вверх обстановками проградирующего карбонатного рампа; 17-рифовый бордюр (рим) карбонатной платформы или краевой пояс органогенных построек рампов;18-синорогенные, предгорные, преимущественно молассовые внутриплатформенные бассейны; 19-предполагаемое местоположение аккумулятивно-топографических впадин; 20-границы: а) Лено-Тунгусской НГП, б) Сибирской платформы: 21-границы бассейнов седиментации в пределах Сибирской платформы; 22- области постседиментационных размывов, отсутствие отложений

В Байкитско-Катангском фациальном районе отложения нижней в трехчленном даниловском горизонте катангской свиты залегают на поверхности размытого фундамента. Похожая картина наблюдается и в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где в Ербогаченской и Гаженской фациальных зонах, преображенские карбонаты одноименного продуктивного горизонта катангской свиты залегают либо на маломощных глинистых отложениях непского (возможно тирского-?) горизонта, либо на контрастных выступах рельефа кристаллического фундамента. Эта особенность геологического строения определяет распространение нефтегазовых резервуаров в карбонатах даниловского горизонта. Верхняя часть катангской свиты имеет глинисто-карбонатный состав, но местами переходит в чисто карбонатные разности и иногда даже содержит пласты каменной соли (Рисунок 4.7). Еще большую степень засолонения демонстрирует вышележащая, обычно карбонатная собинская свита даниловского горизонта, становясь существенно соленосной в районах нижнего течения Ангары и в южном Прибайкалье. Уже практически полностью карбонатный, в меньшей степени сульфатно-карбонатный состав имеет венчающая вендский разрез тэтэрская свита. С

карбонатами этой свиты связаны как существенно первичные коллектора (месторождения Вилючанской седловины), фильтрационно-емкостные свойства которых обусловлены в первую очередь составом существенно биогенного карбонатного осадка, сформировавшего свиту, так и вторичные резервуары Ереминско-Чонской зоны нефтегазонакопления, образовавшиеся, вероятнее всего, путем выщелачивания трещиноватой карбонатной матрицы, на основе хрупких деформаций, результата неравномерного литостатического уплотнения чехла. Общие толщины даниловского горизонта на большей части платформы не превышают 300 метров, увеличиваясь на западе в районе нижнего течения р. Ангара до 600 метров и более.

Кембрийский период

Интервал кембрия в Сибирском внутриплатформенном бассейне седиментации можно рассматривать в качестве образцового для местной стратиграфии. Такая ситуация обусловлена несколькими причинами. Во-первых, эти отложения изучались достаточно подробно, потому как имеют важнейшее значение в плане нефтегазоносности, образуя в центральной и юго-западной частях платформы мощную региональную соленосную толщу, в границах которой размещены все промышленные месторождения углеводородов Лено-Тунгусской провинции. Во-вторых, с карбонатными отложениями осинского продуктивного горизонта, приуроченного к средней подсвите усольской свиты, связаны многочисленные промышленные скопления, в том числе крупное Талаканское нефтяное месторождение, что также определяет повышенное к ним внимание.



Основные осадочные обстановки и лито- формационно-фациальные комплексы :
1 - "голодный", или черносланцевый, бассейн; 2 - открытый флишевый бассейн с хорошей циркуляцией вод, временами с ограниченной циркуляцией, до "голодного" режима; 3 - открытый карбонатный шельф, или рамп; 4 - барьерно-рифовая окраина шельфа и связанные с ней зарифовые отмели и предрифовые склоны; 5 - рифово-отмельный (небарьерный) пояс карбонатного рампа; 6 - внутренний, закрытый, шельф, или эвапоритовый бассейн; 7 - глубокая внутришельфовая лагуна с карбонатным осадконакоплением; 8 - субаэральная соляная равнина, или сабха, изредка заливаемая морем; 9 - приливно-отливная равнина или литоральный шельф; 10 - галит. MFS - поверхностью максимального затопления.

Отражены: морфоструктура Иркутско-Олёкминской карбонатной платформы, с окаймляющими ее органогенными постройками, и сопряженного с ней Юдомо-Оленёкского палеобассейна; последовательное преобразование рампа в карбонатную платформу, а её - вновь в рамп; эволюция рифово-баровых отмельных образований в сложнопостроенную контрастную рифовую систему, которая затем латерально наращивается интенсивно проградирующим рифово-баровым комплексом; последовательное формирование глубоководного Куонамского бассейна, с "голодным" режимом накопления, последующее заполнение его флишодными отложениями и оттеснение карбонатным шельфом, а также положение некоторых разрезов, составляющих сводный разрез: А - среднее течение Лены от пос. Синское до Покровска; Б - р. Амга в среднем течении; В - скважины склонов Алданской и Анабарской антеклиз; Г - р. Кулюмбе; Д - р. Мая, нижнее течение; Е - р.р. Оленёк, Молодо, Хос-Нелегэ. Модель построена на основе модели В.А. Асташкина (Умперович, Асташкин, 1989), с изменениями и дополнениями.

Рисунок 4.8 - Принципиальная модель (литофациальный разрез) соотношения основных фациальных комплексов кембрия Сибирской платформы – внутришельфовых (соленосных), окраинно-шельфовых (рифовых) и бассейновых (открыто-морских) и составляющих их литостратонов [16ф]

В-третьих, насыщенность широко распространенных по всей платформе кембрийских отложений скелетной фауной, позволила выполнить не только геохронологическую детализацию кембрия, но и сопоставить эту геохронологию с литофациальными особенностями. Результаты этого сопоставления (Рисунок 4.8) дают возможности для понимания эволюции фациальных обстановок как во времени, так и в пространстве и наглядно демонстрируют принципиальные различия со стратиграфической картиной докембрийских толщ, где однородная или близкая литология до сих пор используется как основа для выделения одновозрастных образований. С другой стороны, рассмотрение некоторыми исследователями весьма частых непромышленных притоков углеводородов из межсолевых интервалов кембрия, в качестве доводов в пользу высоких нефтегазовых перспектив внутрисолевых резервуаров, вероятно, необоснованно. Широкая непромышленная зараженность мощных солеродных толщ продуктами генерации углеводородов хорошо известна для подобных бассейнов Земного шара [76] и свидетельствует, в первую очередь, о высокой степени экранированности недр и, в частности, межсолевых толщ галогенными региональными покрышками.

Кембрийские отложения в своих главных особенностях описываются по материалам В.С. Переладова и С.С. Сухова, авторов соответствующих глав производственных отчетов, сведения из которых использованы при написании этого раздела [16ф, 17ф, 2ф, 18ф].

В целом кембрий широко, практически повсеместно распространен на Сибирской платформе. Он согласно залегает на вендских образованиях, составляя значительную часть платформенного чехла, достигающую обычно 1,5-2,5 км и более. На севере, востоке и северо-востоке преимущественно карбонатную, в центре, юго-востоке и западе в нижней части карбонатно-галогенную, в верхнем интервале терригенную. Эти отложения уникальны по стратиграфической полноте и по фациальному разнообразию: они, как и верхневендские образования, формировались в регионе внутриплатформенного морского бассейна седиментации, в течение большей части кембрийского периода отделенном от относительно глубокого моря цепочками биогермных барьеров. Эта фациальная дифференциация, заложившаяся в позднем венде и достигшая максимума в среднекембрийское время (Рисунок 4.9) выразилась в:

– преобладании соленосно-карбонатной седиментации в юго-западной и центральной частях Сибирской платформы, именуемой Турухано-Иркутско-Олёкминским фациальным регионом;
– распространении открыто-морских, вплоть до черносланцевых, обстановок вдоль восточной, северной, северо-западной окраин Сибирского кратона (объединяемых в Юдомо-Оленёкский фациальный регион) и, как сейчас становится очевидным, по его западной окраине, составляющей ныне доюрское основание восточной части Западно-Сибирской плиты;

– обособлении так называемой «переходной» зоны, характеризующейся широким развитием органогенных сооружений и рифов (именуемой Анабаро-Синским регионом).

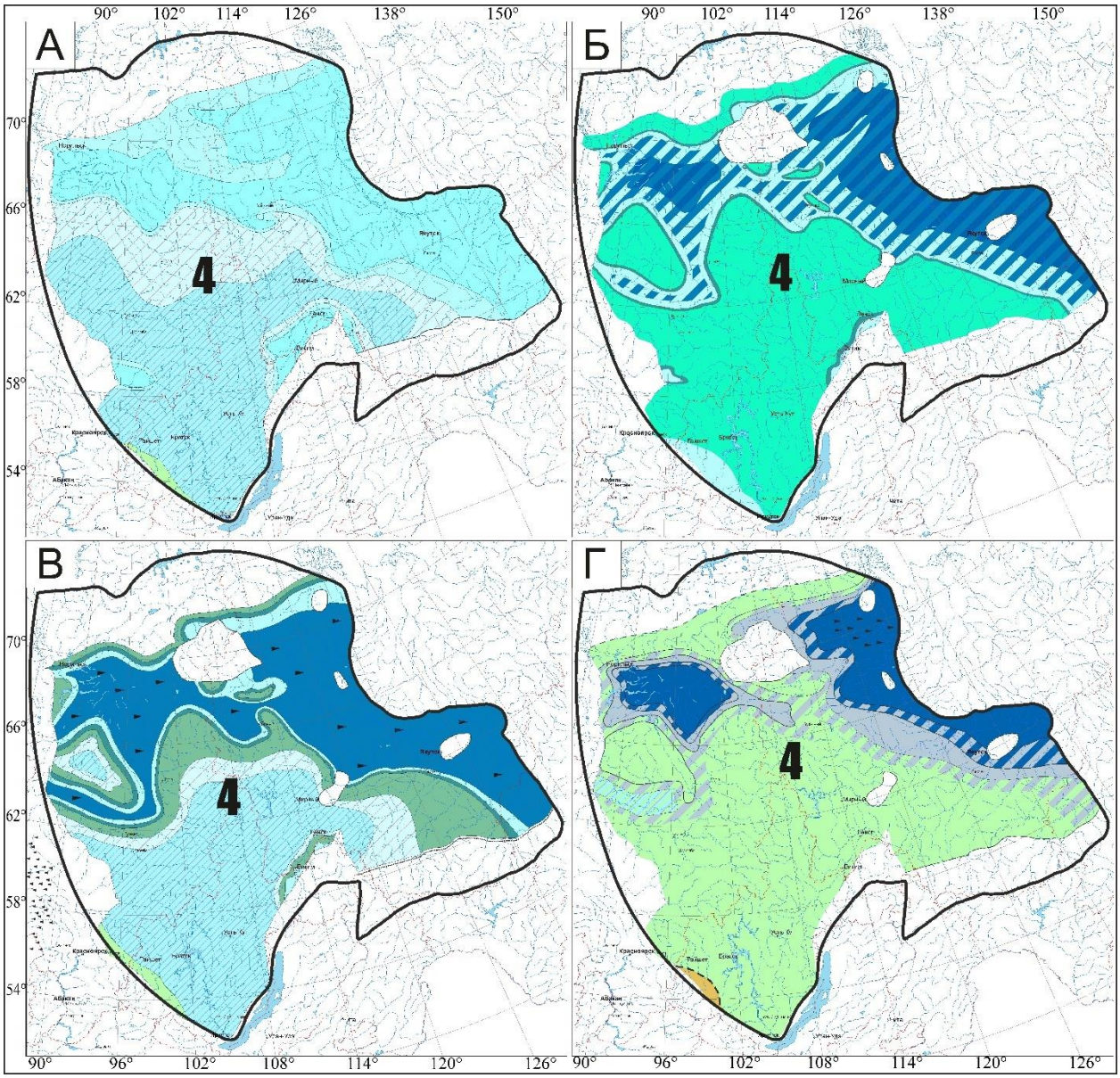


Рисунок 4.9 - Палеогеографические схемы, иллюстрирующие эволюцию Сибирского внутриплатформенного бассейна в кембрии

А) ранний кембрий, томмотский и атдабанский века; б) ранний кембрий, ботомский век; в) ранний-средний кембрий, тойонский и амгинский века; Г) майский век и поздний кембрий (по материалам В.С. Переладова, С.С. Сухова, Н.В.Мельникова с изменениями)

Условные обозначения см. на рисунке 4.7

Хотя такая фациальная зональность в общих чертах сохранялась на протяжении всего кембрия, она в то же время существенно видоизменялась со временем и смещалась в пространстве на многие десятки километров.

Специалистами «СНИИГГиМС» разработаны усовершенствованная схема Туруханo-Иркутско-Олёкминского региона [122, 15ф] и сводная схема, охватывающая территорию Туруханo-Иркутско-Олёкминского, Анабаро-Синского и Юдомо-Оленёкского регионов (Рисунок 4.9), учитывающие новейшие данные бурения и результаты исследований специалистов ряда геологических организаций Иркутска, Якутска, Красноярска, Новосибирска и др. Они существенно отличаются от прежних как по объему охваченной информации, так и по форме ее представления. Следует заметить, что подходы, используемые для районирования кембрийских отложений и обоснования правомочности распространения на определенных территориях тех или иных свит, в настоящее время во многом различаются. Это вызвано как субъективными причинами, так и особенностями строения этих регионов, их слоистой структуры. Главной чертой строения кембрийских разрезов центральной и периферийной частей платформы (территории, преимущественно относимой к Анабаро-Синскому и Юдомо-Оленёкскому регионам) является отчетливо выраженная повсеместная их регрессивная последовательность, начиная с подошвы боттомского яруса, обусловленная формированием и последующим проградационным, или боковым, заполнением глубоководных окраинных бассейнов (см. Рисунок 4.8) и, таким образом, повсеместное «скользящее» асинхронное налегание карбонатных рифогенных образований на практически одновозрастные более глубоководные, или бассейновые, отложения. Из этой особенности вытекает объективно существующая сложность районирования территории Сибирской платформы по типам разреза и построения стратиграфической схемы региона. Ниже приводится укрупненное описание стратиграфии Сибирской платформы в соответствии с разделением последней на три (Туруханo-Иркутско-Олёкминский, Анабаро-Синский и Юдомо-Оленёкский) фациальных региона.

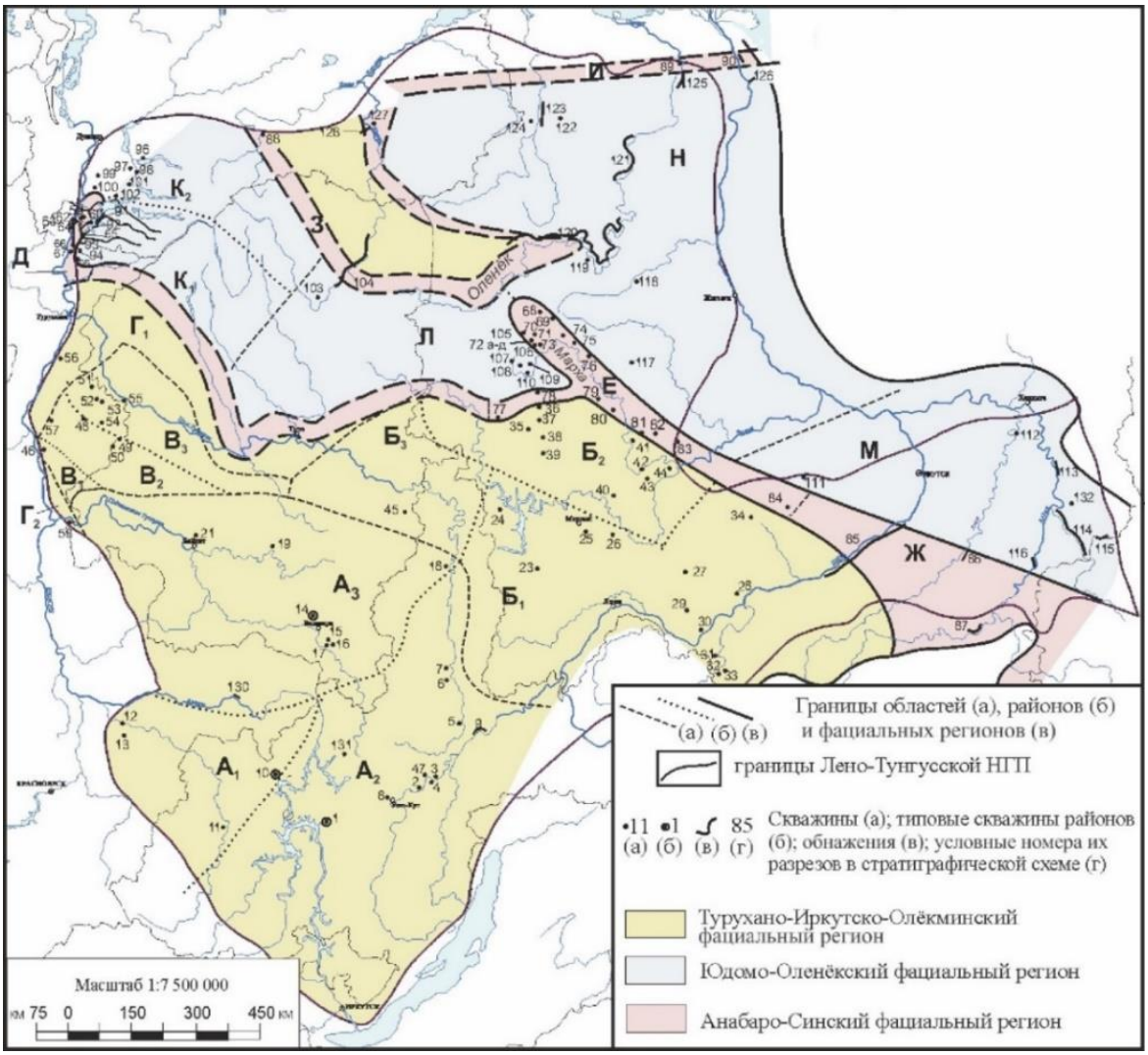


Рисунок 4.10 - Схема фациального районирования кембрийских отложений Сибирской платформы (СНИИГГиМС, 2015)

Туруханo-Иркутско-Олёкминский фациальный регион

Туруханo-Иркутско-Олекминский фациальный регион включает территорию, на которой в раннем кембрии был сформирован главный региональный соленосный флюидоупор в юго-западной части Сибирской платформы и Лено-Тунгусской НГП, соответственно. В соленосно-карбонатном разрезе чехла преобладают доломиты, галит и сульфаты. В среднем кембрии каменной соли становится значительно меньше, происходит увеличение глинизации и терригенной составляющей. Суммарные толщины кембрия этого фациального региона местами превышают 2000 метров. Наибольшеую насыщенность каменной солью представляют нижнекембрийские усольская, бельская и ангарская свиты. В среднем кембрии соли встречены в литвинцевской, метегерской и оленчиминской свитах. В прискладчатыхх регионах соленасыщеннсть разреза снижается [89]. Чаще всего причиной этого является приповерхностное выщелачивание.

Внешняя бессолевая, или периферийная область охватывает солеродный бассейн почти кольцом, за исключением его юго-западной окраины, где солесодержащие отложения на коротком интервале сменяются терригенными.

Анабаро-Синский и Юдомо-Оленёкский фациальные регионы

Анабаро-Синский фациальный регион (Рисунок 4.10) объединяет отложения, среди которых резко преобладают светлые относительно “малоглинистые кластоморфно-биоморфные и зернистые карбонатные породы – карбонатные органогенные постройки разного масштаба, детритово-шламовые, археоциато-цианобактериевые, оолитовые и др. известняки, в разной степени раскристаллизованные и доломитизированные (иногда полностью)” [89]. Они отличаются большой изменчивостью вещественного состава, фаунистических комплексов, мощностей и текстурно-структурных характеристик, быстрым выклиниванием локальных маркеров и реперных слоев вкрест простирания региона. Пространственное положение обеих границ региона также не стабильно. Со временем они мигрируют в направлении Юдомо-Оленёкского региона. Здесь, особенно в обнажениях, выделяется большое количество местных пачек, толщ и слоев, не прослеживающихся по всему региону; возрастные объемы одноименных литостратонов существенно варьируют по площади. Все это не позволяет однозначно коррелировать разрезы этого региона со смежными или насквозь трассировать какие-либо реперные уровни. Общая мощность нижне-среднекембрийских отложений Анабаро-Синского региона составляет 1200 - 1500 м.

В фациальном отношении регион представляет собой своеобразный разделительный пояс, или относительно узкую «переходную» зону вдоль края шельфа (внешний шельф), которая в кембрийское время отличалась крайней мелководностью и затрудняла водообмен двух смежных частей палеобассейна – закрытого, или внутреннего, шельфа, или солеродного бассейна, и глубоководного открытого бассейна (см. Рисунки 4.8, 4.9). Ширина этой зоны в каждый момент составляла¸ видимо, не более нескольких десятков километров. В сумме же, за счет преимущественно проградационного смещения на протяжении всего кембрия, она достигает 250-300 км и более.

Ордовикский период

В ордовикском периоде осадконакопление в пределах границ сегодняшней Сибирской платформы продолжалось в условиях внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации. В конце кембрия - начале ордовика этот бассейн значительно сократил свою площадь. На юге и юго-востоке, вероятно, уже в тремадокском веке происходило формирование каледонид современного Байкало-Патомской складчатой области, в то время как на большей части платформы отмечались обстановки мелководного шельфа с отмелями и банками, мелководного моря [2ф]. Возможно, на северо-западе это мелководье через области

внутришельфового, относительно глубокого бассейна со свободным водообменом и нормальной солёностью открывалось в сторону океанического бассейна. В остальное время ордовикского периода регрессивные фазы сменялись трансгрессиями, впрочем, уже не достигавшими максимальных масштабов середины кембрия. Временами море практически полностью отступало на северо-запад, как, например, в начале лланвирнского века [2ф]. В конце ордовика на территории Сибирской платформы установились аридные условия, благоприятствовавшие эвапоритовой и красноцветной седиментации.

Вследствие описанных фациальных условий ордовикский интервал разреза характеризуется карбонатно-терригенным составом. Карбонатное осадконакопление увеличивает свою представленность в северо-западном направлении. На юго-запад увеличивается доля терригенной составляющей, часто имеющей красноцветный характер.

Другой особенностью ордовика интересной в плане нефтегазоносности и понимания геодинамической истории платформы является относительно хорошо выдержанный по мощности (несколько десятков метров) и по литологическому составу пласт кварцевых песчаников байкитской свиты нижнего ордовика, распространенный на значительной территории западной части платформы. Распространение относительно маломощного горизонта песчаников указывает на относительно спокойные обстановки осадконакопления в условиях с одной стороны активного водообмена и с другой, слабой расчлененности дна мелкого моря в конце раннего ордовика.

Малые глубины ордовикского моря, его активная гидродинамика не позволили сформироваться интересным в плане нефтегазоматеринского потенциала осадочным толщам.

Силурийский период

Силурийские отложения, развитые в пределах Сибирской платформы, известны по многим десяткам естественных выходов и из данных свыше 50 структурных, более 110 поисковых, параметрических и опорных скважин. По сведениям Дорошенко Л.Д., Т.В. Лопушинской и А.Г. Ядренкиной [2ф, 18ф] образование толщ силура происходило в условиях различных фациальных обстановок. В лландоверийском веке практически на всей территории Лено-Тунгусской НГП отмечена масштабная трансгрессия с северо-запада. “Кроме юго-востока и северо-востока Сибирская платформа оказалась в границах внутришельфового относительно глубокого открыто-морского бассейна со свободным водообменном, нормальной соленостью вод и богатой разнообразной фауной, являвшегося очередной формой внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации” [2ф] (Рисунок 4.11А).

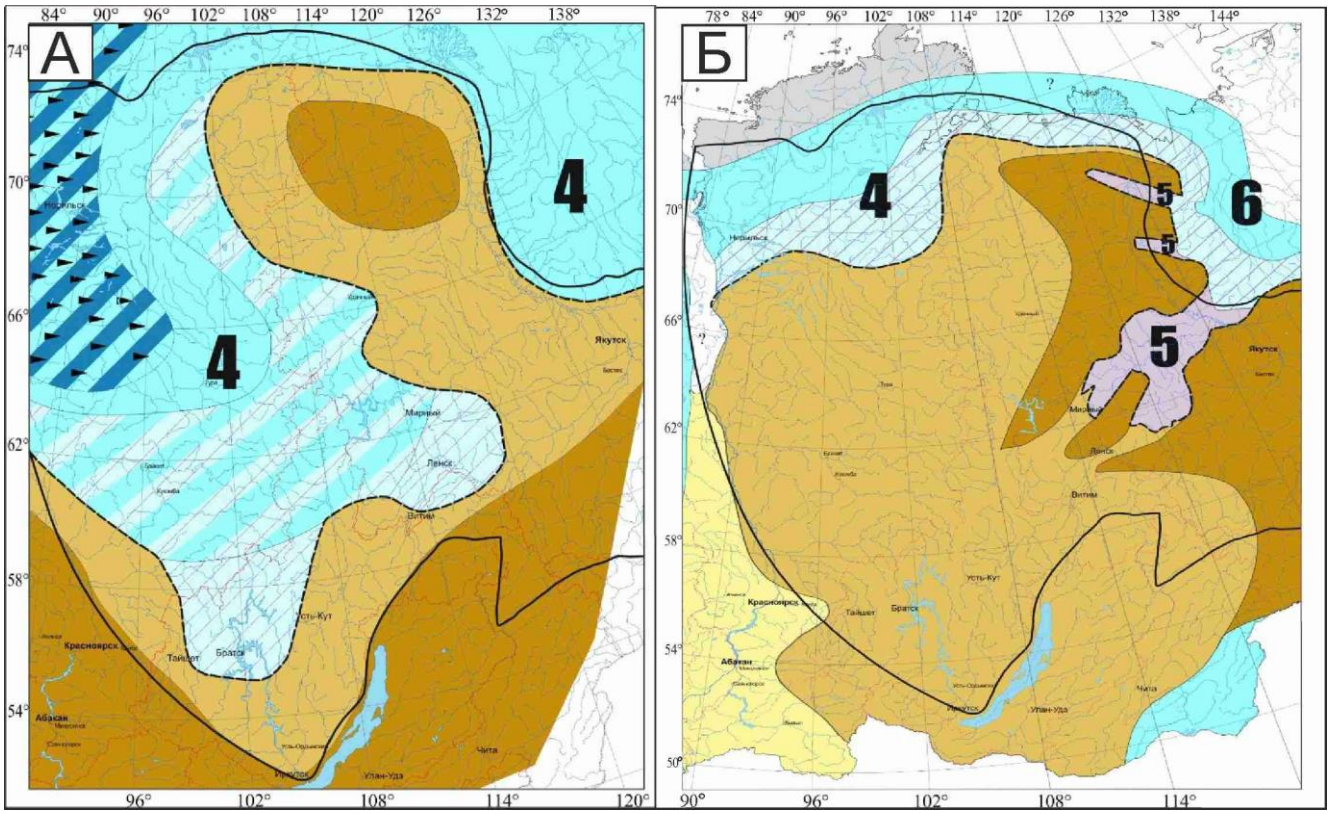


Рисунок 4.11 - Палеогеографическая схема внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации (4). (А) лландоверийский век, (Б) средний девон [по материалам 2ф, 18ф, 252]

(А) Максимум ордовик-силурийских трансгрессий в пределах внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации (4). (Б) Окончательная деградация внутриплатформенного Сибирского осадочного бассейна (4). Развитие Вилюйского внутриплатформенного рифтогенного осадочного бассейна (5). Начало формирования Верхоянского шельфового бассейна пассивной окраины (6)

Условные обозначения см. на рисунке 4.7

“Вероятно, в самой северо-западной глубоководной части, имели место условия затрудненного водообмена и восстановительные обстановки, позволившие сформироваться специфическим, богатым органическим углеродом отложениям *граптолитовой свиты*, потенциально газоматеринской. На западе региона, в Норильском, Туруханском и Игарском фациальных районах” [18ф], эта свита представлена толщей черных, темно-серых листоватых известковистых аргиллитов и мергелей с многочисленными отпечатками граптолитов. Породы, по сравнению с подстилающими и перекрывающими, значительно обогащены ОВ. Средневзвешенные значения остаточных концентраций органического углерода изменяются в интервале 1,08-4,27% на породу. Пиковые значения достигают нескольких десятков процентов [18ф]. Толщины граптолитовой свиты составляют 5-40 м. При этом максимальные значения также установлены на северо-западе. С увеличением свиты толщин содержание органического углерода резко падает. В позднесилурийскую эпоху, в венлокском веке в условиях отступавшего

моря на мелководном шельфе в прибрежной мелководной зоне формировались органогенные постройки, баровые отложения, детритовые и фитолитовые известняки. Дальнейшая регрессия определила осадконакопление в условиях фаций замкнутого внутришельфового бассейна и лагун с повышенной соленостью вод на крайнем современном юго-востоке деградировавшего внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации. К концу силурийского периода обмеление охватило уже и северо-запад, и север, и северо-восток Сибирской платформы.

4.2.3. Вилюйский внутриплатформенный рифтогенный и Верхоянский шельфовый пассивноокраинный бассейны седиментации

Девонский период

Вследствие развивавшейся весь силурийский период регрессии внутриплатформенного моря на Сибирской платформе, к началу девона сформировались континентальные условия, и девонские образования не имеют широкого развития. Они фиксируются на северо-западе территории исследований, на северо-востоке Тунгусской синеклизы и в границах рифтогенных структур восточка Сибисркой платформы. Литологический состав их в какой-то степени довольно однообразен, но вместе с тем имеются различия, приведшие к установлению двух крупных фациальных областей – Северо-Тунгусской и Лено-Вилюйской. На Сибирской платформе выделяют еще одну фациальную область – Мано-Бирюсинскую, граничащую с севера с Северо-Тунгусской областью, которую, вероятно, следует признать последним дегенеративным остатком некогда внушительного внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации. По существу, этот фрагмент представлял отдельный, возможно, замкнутый, солеродный бассейн на северо-западе платформы. Разрез этой фациальной области отличается чередованием мелководных морских разностей с красноцветными, преимущественно терригенными фациями со значительным содержанием гипсов, ангидритов и солей.

Таким образом, в девонском периоде закончил свое существование внутриплатформенный Сибирский бассейн седиментации, синеклизно наложенный на Сибирскую платформу, прогнувшуюся по системе позднедокембрийских рифтогенных прогибов в конце рифея – начале венда.

Мано-Бирюсинская область, не имеющая важного значения в плане нефтегазоносности, также сложена красноцветными терригенными образованиями, но в них нет таких больших объемов сульфатов и солей. Вероятно, эта весьма доступная, но слабо изученная как стратиграфически, так и геодинамически область, могла бы дать основательный материал для реконструкции истории пермотриасовых сдвиговых дислокаций на западной периферии Сибирской платформы. Пока же, слабая охарактеризованность отдельных её зон палеонтологическим материалом существенно затрудняет восстановление геологической

истории развития этой территории весьма интересной в вопросах тектонических палеореконструкций.

Лено-Вилюйская фациальная область отличается от Северо-Тунгусской красноцветным терригенным составом отложений с содержанием цеолитов и каменной соли. Девонские отложения этой области существенно недоизучены, и это также весьма усложняет геодинамические реконструкции процессов девонского рифтогенеза, во многом определивших особенности формирования восточной пассивной окраины Сибирской платформы с мощным терригенным комплексом пород. Можно указать на то, что разрозненные выходы девона по периферии Кютингдинского грабена, в районах Оленекского свода и Уэль-Сиктяхского шарьяжного покрова центрального Верхоянья свидетельствуют в пользу эвапоритовых галогенно-сульфатных обстановок осадконакопления в конце раннего девона (?). Об этом могут также свидетельствовать как многочисленные штоки-диапиры своеобразных осадочно-метаморфических пород в ядре Орулганского антиклинория Верхоянского складчатого пояса, так и химический состав вод горько-соленых высокогорных озер в приводораздельной части указанного орогена.

В целом, имеющегося литолого-стратиграфического материала достаточно, чтобы установить для девонского периода резкий перерыв в региональной седиментации, констатировать прекращение функционирования крупнейшего и важнейшего в отношении нефтегазоносности внутриплатформенного Сибирского бассейна седиментации и начало формирования нового (Рисунок 4.11Б). Этот новый бассейн заложился, вероятно, в начале девона, на крупном внутриплатформенном воздымании и имел рифтогенную внутриплатформенную природу. В пределах современной Сибирской платформы, на её восточной периферии в настоящее время находится лишь западная и южная части этого воздымания или поднятия – Мунский, Оленекский (на востоке) и Якутский (на юге) своды. Другая часть осталась в пределах рифтогенно отколовшейся от платформы континентальной плиты, возможно, Русской (Восточно-Европейской) платформы [146]. В отечественной литературе эта рифтогенная система получила название Вилюйской [38, 180, 252], по имени крупнейшей реки, течение которой неразрывно связано с её существованием. Как и иные, Вилюйская рифтогенная система состоит из целой серии раскрывшихся и слепых рифтов. Часть из них раскрылась в современном северо-восточном направлении, что привело к формированию шельфового бассейна седиментации пассивной окраины, переходившего при максимумах раскрытия палеоокеана в океанический бассейн седиментации. Образования последнего, в значительной мере оказались субдуцированными, но некоторые их, вероятно, обдуцированные фрагменты в настоящее время можно наблюдать в складчатом поясе хребта Черского и далее, в складчатых зонах на северо-востоке Евразии. Шельфовый пассивноокраинный осадочный

комплекс, получивший собственное название - верхоянский, слагает структуры Верхоянского складчатого пояса и Пердверхоянского перикратонного прогиба.

Верхоянский комплекс и его возрастные аналоги интересны своей нефтегазоносностью в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции, Лено-Анабарской НГО Лено-Тунгусской провинции на севере, и в Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции на востоке, где с ними связаны промышленные газовые и газоконденсатные месторождения. Стратиграфия верхнепалеозой-мезозойских отложений востока платформы детально исследовалась коллективом под руководством И.В. Будникова [2ф]. Эти результаты легли в основу данного раздела работы.

В позднем палеозое началось пострифтогенное формирование осадочных толщ Верхоянского шельфового бассейна пассивной окраины. К этому моменту в результате девонского рифтогенеза [265, 273] в пределах Сибирской платформы сменился структурный план палеобассейнов, а также климат. Преимущественно карбонатное осадконакопление, отмечавшееся во внутриплатформенном Сибирском бассейне, изменилось на почти исключительно терригенное с широким развитием довольно узкого спектра пород: алевролитов, аргиллитов, песчаников, гравелитов, конгломератов, углей. На территории востока сформировался пассивно-окраинный морской бассейн с интенсивным терригенным осадконакоплением в приплатформенной части.

Верхоянский комплекс генетически расчленяется на “ритмосвиты” (верхний палеозой) [20, 21, 22], свиты, подсвиты (мезозой) [274], “основания которых сложены тонкозернистыми трансгрессивными, верхние части – песчаными регрессивными породами. Трансгрессивно-регрессивные уровни прослеживаются на площади всего бассейна осадконакопления и подчеркивают его внутреннее единство (Рисунок 4.12). Местные тектонические движения, проявившиеся в палеорельефе, обуславливают внешнее различие латеральных рядов квазисинхронных уровней седиментации” [2ф].

Каменноугольный и пермский периоды

Нижние составляющие верхоянского комплекса в западной приплатформенной части отлагались в субконтинентальных условиях и поэтому имеют спорадическое распространение и низкую представленность в обнажениях. Они вскрыты лишь редкими скважинами, и часто отсутствуют в разрезах. На востоке этот интервал разреза обнажается в ядре крупных антиклинориев, составляющих Верхоянский складчатый пояс. В Вилюйской синеклизе пермо-карбон залегает достаточно глубоко и вскрыт лишь редкими глубокими скважинами. В любом случае, базальные каменноугольные слои верхоянского комплекса представляются пока малоинтересными в нефтегазовом отношении на большей части территории. Особняком в этом плане стоит структура Кютингдинского грабена, где одновозрастные осадки, вероятно имеют

иную природу. Возможно, здесь они включают эвапоритовые прослои и на сейсмическом разрезе демонстрируют значительные, до 800 миллисекунд, временные мощности, представляя перспективный на нефть интервал разреза [144]. К востоку от платформы, в ядрах антиклинориев Верхоянья толщины карбона по данным геологического картирования достигают суммарных значений более шести тысяч метров.

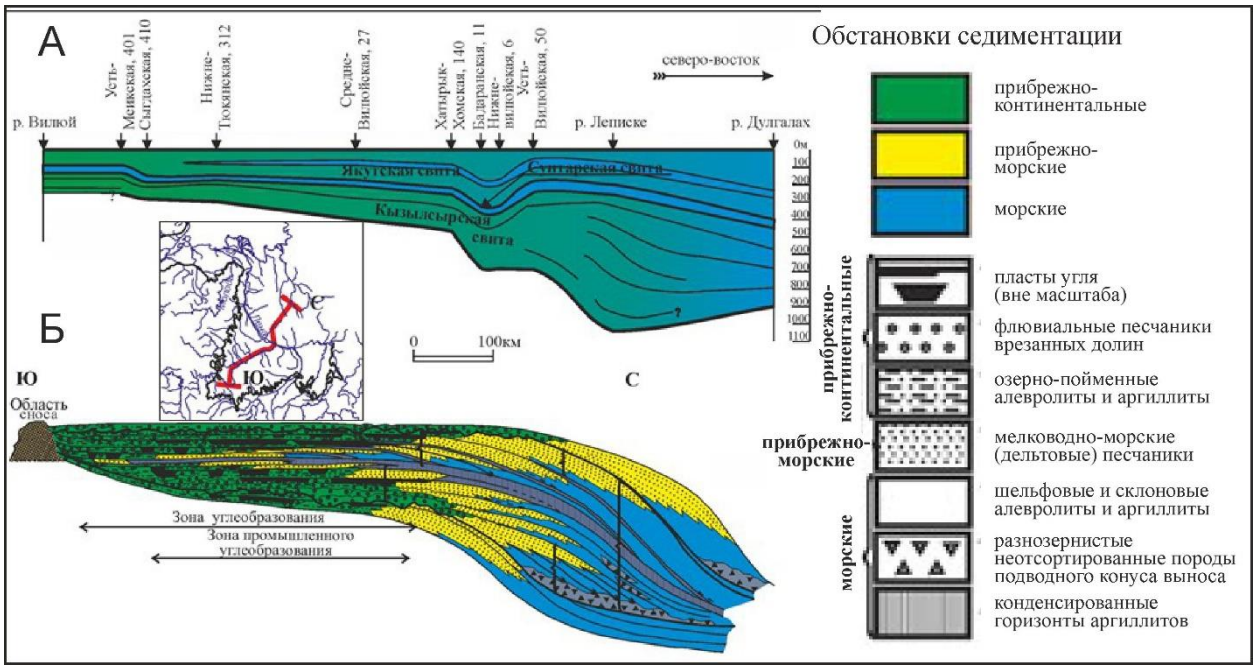


Рисунок 4.12 - Палеогеологические разрезы и принципиальная модель строения нижнесреднеюрских (А) и верхнепалеозойских (Б) отложений Верхоянского шельфового бассейна пассивной окраины [2ф]

Пермские отложения Верхоянского пояса в меридиональном направлении по характерам строения разрезов разделяются на Северное Верхоянье или меридиональный участок, куда входят Хараулахский и Орулганский антиклинории, Западное Верхоянье - Куранахский и Бараинский антиклинории или центральный участок, примыкающий непосредственно к Вилюйской синеклизе и Южное Верхоянье, граничащее с северным склоном Алданской антеклизы. Разрезы Западного Верхоянья в целом более песчанистые, а Южного и Северного - более тонкозернистые. В широтном направлении отложения пермской системы отличаются от нижележащего гораздо более постоянного характера распространения на западе Предверхоянского прогиба, хотя здесь они также распространены не повсеместно. Так, пермские породы не встречены в скважине Приленская-1, пробуренной в средней части меридиональной ветви Предверхоянского прогиба. Здесь триасовые отложения небольшой толщины залегают с размывом на породах фундамента и вмещают силловую интрузию.

“Пермские пласты большой мощности выходят на дневную поверхность в зоне сочленения Предверхоянского прогиба и Верхоянского складчатого пояса. Однако на территории Предверхоянского прогиба они изучены очень слабо. В разрезах западного склона Верхоянского

хребта в пермских отложениях наряду с морскими и прибрежно-морскими толщами широко распространены прибрежно-континентальные угленосные отложения, в которых отмечается как морская фауна, так и континентальная флора. По имеющемуся керновому материалу и наблюдениям обнажений пермские отложения представлены переслаивающимися светло-серыми, полимиктовыми песчаниками и серыми слюдистыми алевролитами. В подчиненном количестве находятся прослои черных, иногда углистых аргиллитов. Толщины пермских отложений на востоке территории суммарно могут достигать значений более 3000 м" [2ф]. На западе их мощности весьма изменчивы и в меридиональном направлении, иногда уменьшаясь до полного выклинивания.

Триасовый период

Триасовые отложения востока Сибирской платформы относятся к Хатангско-Вилюйскому фациальному региону и залегают с размывом на толщах перми и других образованиях. В северной части Предверхоянского прогиба слои нижнего триаса сложены преимущественно аргиллитами и алевролитами и достигают общей мощности 500 м. Южнее, к нижнему триасу относится нижняя часть *сыгынканской свиты*. Здесь он имеет трехчленное строение. Нижняя и верхняя части разреза сложены алевролитами и аргиллитами, а в средней преобладают песчаники. Толщины нижнего триаса достигают 800 м. В отложениях индского яруса на обширной приплатформенной территории на западе Предверхоянского прогиба выделяется диабазовый силл, вероятно, генетически связанный с сибирским пермотриасовым внутриплитным базитовым магматизмом. Средне-верхнетриасовые отложения в центральной части Предверхоянского прогиба и его Алданской ветви представлены песчаниковой толщей с прослоями алевролитов, аргиллитов, линз гравелитов. Толщины средне-верхнетриасовых отложений составляют 800-900 м. В приплатформенной части Предверхоянского прогиба триас иногда оказывается размытым, как и палеозойские образования верхоянского комплекса. В пределах Вилюйской синеклизы толщины триасовых отложений также колеблются от 1200 до нескольких десятков метров в зоне выклинивания. В составе осадков основную долю составляют континентальные, часто грубообломочные разности. В нижнем отделе много пестроцветных образований и пирокластических прослоев. Отложения на юге вскрыты на Андылахской, Верхнелинденской, Уданской, Хоргочумской, Северо-Линденской и на других разведочных площадях Вилюйской синеклизы.

Юрский период

На востоке Сибирской платформы в раннеюрскую эпоху формировались толщи неравномерного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. В направлении с юга на север, от широты Кютингдинского грабена в сторону Вилюйской синеклизы отмечается возрастание песчанистости разрезов. Мощности нижней юры с севера к центральной части

меридиональной ветви прогиба увеличиваются от 350 до 700 м. В пределах широтной Алданской ветви прогиба они вновь сокращаются до 300-400 м.

В средней юре на севере части шельфового бассейна отлагались породы, демонстрирующие двухчленное строение. В нижней части залегают алевролито-глинистые образования, верхний интервал имеет алевролито-песчанистый состав. Толщины средней юры не превышают 300 м. Южнее среднеюрские отложения представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием на разных уровнях тех или иных литологических разностей. При движении на юг доля песчаников возрастает. На севере Предверхоянья мощность отложений достигает 800 м. В направлении к центральной части прогиба она вновь сокращается до 300 м.

Верхнеюрские отложения в северной части Предверхоянского прогиба представлены алевролито-аргиллитовой толщей с прослоями песчаников. Толщины достигают 300 м. При этом до широты бассейна р. Джарджан разрез представлен морскими фациями. Южнее отмечаются угленосные отложения и только в пределах широтной ветви прогиба в верхах разреза появляются прибрежно-морские образования сытогинской свиты**.** Толщины верхнеюрских отложений достигают 1000 м.

Вероятно, к тоарскому веку ранней юры можно отнести максимальное развитие Верхоянского шельфового бассейна пассивной окраины [274] (Рисунок 4.13А).

Связанная с этим трансгрессия моря привела к соединению областей седиментации Верхоянья и Западной Сибири в единую аккумуляционную систему. При этом на северо-востоке современной Сибирской платформы отмечались нормальные морские, часто относительно эвксинные условия, позволившие сформировать обогащённым ОВ аргиллитам. В её центральной части имели место мелководные прибрежно-морские, приливно-отливные обстановки. Необходимо также отметить начавшееся, вероятно, в начале юры причленение на юге Сибирской платформы жестких блоков коры. Эти коллизионные процессы реконструируются по фактам начала седиментации молассовых континентальных отложений в системе Южно-Якутских впадин, представляющих собой фрагменты единого Южно-Якутского предгорного бассейна седиментации.

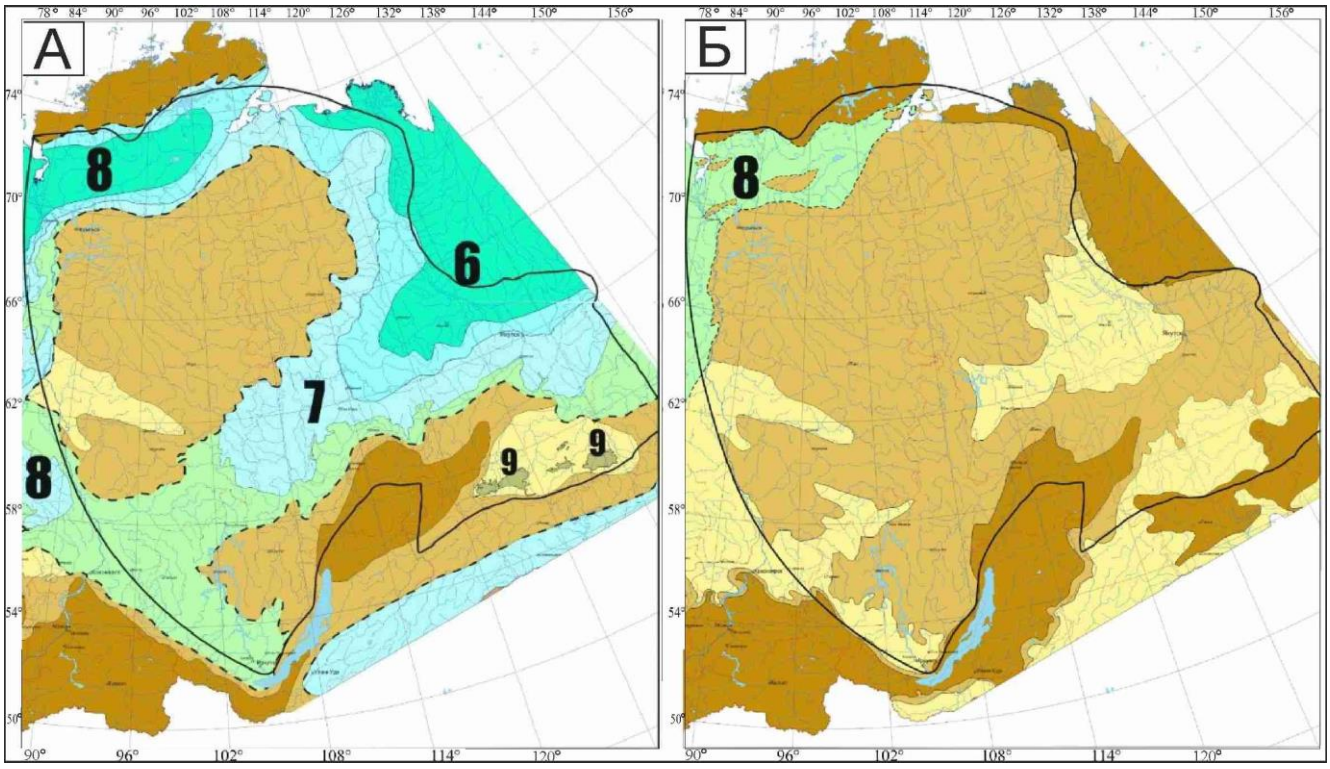


Рисунок 4.13 - Палеогеографическая схема (А) тоарского и (Б) туронского веков [по материалам 18ф]

(А) Максимальное развитие Верхоянского шельфового бассейна пассивной окраины (6), Мезозойский внутриплатформенный бассейн (7), внутриплатформенный Западносибирский бассейн седиментации (8), Южноякутский предгорный бассейн седиментации (9), (Б) внутриплатформенный Западносибирский бассейн седиментации (8)

Условные обозначения см. на рисунке 4.7

Меловой период

Меловые отложения на востоке сегодняшней Сибирской платформы представляют собой формирования предскладчатой молассовой толщи в центральной части Предверхоянского прогиба, в прилегающих районах Вилюйской синеклизы и в составе отдельных межгорных впадин Алдано-Становой складчатой области. Изменения их состава и толщин помогают воссоздать историю коллизионного закрытия Верхоянского бассейна пассивной окраины, а возможно, и более крупного океанического бассейна.

В целом, этот процесс, через несколько стадий деградации, в том числе стадию перерождения пассивноокраинного бассейна во внутриплатформенный предгорный в волжском и валанжинском веках, привел к существенному сокращению седиментогенеза. На основе анализа палеофаций можно констатировать, что активное осадконакопление на востоке Сибирской платформы завершилось приблизительно к туронскому веку раннего мела (Рисунок 4.13Б). В настоящее время молассовая седиментация на этой территории продолжается в незначительных масштабах преимущественно в предгорных районах Предверхоянского прогиба.

Сегодня терригенные мел-кайнозойские толщи не рассматриваются в качестве перспективных для постановки нефтегазопоисковых работ.

4.3. Нефтегазоматеринские отложения и нефтегазовые системы Сибирской платформы

4.3.1. Нефтегазоматеринские толщи Сибирской платформы

Выше уже было показано, что в настоящее время наиболее признанной, а в иностранной геологии, вероятно, единственной теоретической основой для нефтегазовых исследований является органическая теория образования нефти. В современной литературе закрепился термин «теория осадочно-миграционного происхождения нефти» [29] или «осадочно-миграционная теория». Подход или метод, на котором базируются алгоритмы подобных исследований, наиболее удачно назван историко-генетическим. Он предполагает анализ всех стадий развития осадочного бассейна и бассейнов седиментации, в том числе: диагенез, литогенез и катагенез отложений с сингенетичным им органическим веществом, а также детальное геохимическое изучение нафтидов.

История геохимических исследований на территории Сибирской платформы берет свое начало в 30-е годы прошлого столетия. В 1935 г, после получения первых притоков «кембрийской» нефти в бассейне р. Толбы на северном склоне Алданской антеклизы, ее аналитические исследования проводились С.П. Успенским, В.Г. Пуцилло, П.И. Саниным и сводились в основном к определению элементного и компонентного составов. Исторически сложилось так, что северный склон Алданской антеклизы (согласно современному районированию, территория Северо-Алданской НГО) был первым полигоном, где изучалась геохимия РОВ пород, нафтиды. В 30-50 – е годы прошлого века по результатам геолого-разведочных работ были сделаны крупные обобщения по геохимии органического вещества [56,152]. Важно отметить, что для этого региона впервые была выполнена попытка оценки запасов нефти объемно-генетическим методом [102].

В 50-60–е годы максимальные объемы геолого-разведочных работ в Восточной Сибири смещаются в ее южные районы (территория Ангаро-Ленской НГО). Здесь геохимические исследования выполнялись В.А. Успенским, И.П. Карасевым, В.В. Самсоновым, Н.И. Богородицкой и др. В 1956 г во ВНИГРИ Богомоловым А.И. и Г.М. Васильевой изучена первая нефть, полученная из осинского горизонта в скважине 1 Осинской площади. В эти годы нефтегазопроявления и притоки нефти были получены, кроме Осинской площади, на Балыхтинской, Атовской, Южно-Радуйской, Парфеновской и Христофоровской площадях. Они положили начало более целенаправленному изучению физико-химического состава древних углеводородных систем региона.

С 60-х годов, в бывшем СССР и за рубежом геохимические методы получили интенсивное развитие. Этому способствовали широкий разворот нефтегазопоисковых работ на всех континентах и акваториях, с увеличением глубин бурения давший большое количество новой информации, и достижения аналитической техники, позволившие с высокой достоверностью изучать структуру органического вещества и его углеводородных производных. В последние десятилетия прошлого века были разработаны способы диагностики нефтегазопроизводящих отложений, методы количественной оценки процессов нефтегазообразования, методы установления генетических связей между битумоидами рассеянного ОВ и их производными нефтями. Значительный вклад в разработки этих вопросов на территории Лено-Тунгусской НГП внесли специалисты ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ, СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГиМС, ИГиГ СО РАН, ЯФ СО РАН, позднее организованные КНИИГГиМС и ИНГиГ им. А.А. Трофимука СО РАН.

Среди многочисленных работ по геохимической тематики этих коллективов, вероятно, особо следует отметить крупную обобщающую сводку, выполненную в СНИИГГиМС под руководством А.Э. Конторовича в 1975 г. [11ф]. По существу, эта работа была первой попыткой моделирования процессов нефтегазообразования для венд-палеозойских отложений всей территории Сибирской платформы, в том числе для Лено-Тунгусской провинции, основанной на осадочно-миграционной теории. Авторами были проанализированы условия накопления органического вещества нефтегазоносных комплексов, оценены его массы, уровень катагенетического преобразования, проведены реконструкции истории погружения отложений и на основе объемно-генетического метода дана раздельная количественная оценка процессов нефте- и газообразования. Основным результатом этой работы было обоснование так называемого «золотого» пояса нефтегазонакопления на территории Сибирской платформы, включающего площади Байкитской, Катангской и Непско-Ботуобинской НГО.

Для уровня геологической и геохимической изученности региона того времени это была одна из важнейших работ, не потерявшая своей актуальности и в настоящее время. Позднее похожая крупная работа была выполнена во ВНИГРИ под руководством Т.К. Баженовой [1ф]. Последующие подобные работы, проводимые по территории Лено-Тунгусской провинции, или в ее отдельных частях служили уточнением, полученных в 70-80-е годы результатов. Можно констатировать, что, благодаря трудам коллективов вышеназванных организаций, была заложена современная геологическая и аналитическая база по геохимии органического вещества, необходимая для выполнения реконструкций процессов нефтегазообразования.

На рубеже XX-XXI столетий в геохимических исследования региона отмечался определенный спад, характерный для всей геолого-разведочной отрасли. Однако в последние годы появилась возможность существенно пополнить геохимическую информацию по

нефтегазоносным отложениям, особенно, в части следующих современных методов исследования: пиролитический (Rock-Eval), газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектроскопия, изотопные методы. Эта возможность реализовывалась благодаря работам ВНИГНИ, ВНИГРИ, СНИИГГиМС, отдельных компаний-недропользователей. Важными результатами, способствующими геохимическим исследованиям, являются данные, полученные в результате усиления региональных сейсморазведочных работ на территории Лено-Тунгусской провинции.

Безусловно, важнейшей вехой в системном обобщении и понимании накопленных богатых геохимических данных стала монография В.А. Каширцева «Органическая геохимия нафтидов Востока Сибирской платформы» (2003) [81]. В ней, хотя и не рассмотрены нефтегазовые системы как таковые, но на высоком уровне проанализированы геохимические особенности органического вещества осадочных пород, выделены семь генетических семейств нефтей. Показаны возможные генетические связи НГМТ с вторичными битумоидами, в том числе, и с УВ промышленных месторождений. Выделены очаги нефтегазовой генерации на востоке платформы. Таким образом, представлен обширный в значительной мере интерпретированный материал, позволяющий обосновать наличие нефтегазовых систем преимущественно на востоке территории исследований.

В 2010 году специалистами СНИИГГиМС и НВНИИГГ выполнены масштабные исследования оценки ресурсного потенциала Сибирской платформы методом бассейнового математического моделирования генерационно-аккумуляционных процессов в рамках объекта «Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования» [18ф]. В исследованиях участвовали ведущие ученые, вероятно, одни из лучших специалистов по геологии Сибирской платформы, такие как: Н.В. Мельников, П.Н. Соболев, А.В. Мигурский, И.В. Будников, С.С. Сухов, А.И. Сурнин и многие другие. Бассейновое моделирование в программном комплексе Temis осуществили сотрудники саратовского коллектива НВНИИГГ под руководством И.В. Орешкина, С.Н. Жидовинова, Е.В.Постновой. Самое активное участие в исследованиях приняли сотрудники ВНИИГеосистем под руководством Н.В. Лопатина. В ходе этих исследований была рассмотрена история изучения геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, построена уточненная геологическая модель строения региона, в рамках которой освещены особенности магматизма, тектоники, нефтегазоносности и гидрогеологии осадочного чехла Сибирской платформы. Были подробно обобщены и проанализированы материалы геохимических коллекций, изученных как в предыдущие годы, так и вновь полученные в ходе проведения полевых работ. Выполнены и обобщены аналитические исследования с целью изучения

геохимии рассеянного органического вещества и его производных. Проведено бассейновое моделирование истории формирования скоплений УВ в региональном и локально-зональном масштабе по технологии TEMISSUITE 2D/3D. Выполнено моделирование миграции и аккумуляции, раздельный прогноз нефтеносности и газоносности, прогноз качества углеводородных флюидов. Результаты этого исследования в значительной степени интерпретированы по-новому и широко учтены в настоящей работе. Несмотря на то, что в указанном отчете моделирование осуществлялось по аналогичным вводным параметрам, включавшим генерационный потенциал, историю и характер генерации, миграционно-аккумуляционные реконструкции, в том числе условия сохранности залежей, нефтегазовые системы, как объект исследований в нём практически не рассматривались.

В том же 2010 году вышла монография В.В. Пайразяна «Углеводородные системы (бассейны древних платформ России)» [167], в которой автор дал обзор имеющейся авторской и опубликованной научной информации по углеводородным системам (petroleum system или нефтегазовым системам, НГС) изученных бассейнов. Впервые для бассейнов Русской и Сибирской платформ, а также для Прикаспия была проведена оценка перспектив нефтегазоносности. В работе приведены также материалы по истории изучения и теоретическое обоснование выделения НГС. В качестве объектов изучения были использованы данные по геодинамическому развитию и нефтегеологическому районированию, в том числе, Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна.

Среди важных работ посвященных анализу нефтегазогенерационных процессов на территории Сибирской платформы следует также отметить новые работы, в которых были рассмотрены отдельные аспекты и нефтегазовые системы в целом, такие как: отчет по теме «Выделить зоны нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской НГП на основе реконструкций геодинамических, гидродинамических и геохимических обстановок в истории развития осадочного чехла» [23ф], докторская диссертация Ю.А. Филипцова «Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы» [249], отчет по теме «Выполнить оценку перспектив нефтегазоносности районов перикратонного обрамления восточной части Сибирской платформы» [16ф] и докторская диссертация Ю.Ф. Филиппова «Геология и оценка перспектив нефтегазоносности верхнепротерозойско-палеозойского Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири» [248]. Результаты и фактические данные этих исследований с указанием источников использованы в работе и подробнее будут рассмотрены ниже.

Таким образом можно резюмировать, что важнейшей основой исследований нефтегазовых систем является изучение нефтегазоматеринских отложений. К настоящему времени большинством исследователей главными в отношении нефтегазогенерационного

потенциала признаются рифейские отложения региона, развитые как в краевых частях Сибирской платформы, так и слагающие внутриплатформенные прогибы. Уникальность древнего, часто интенсивно преобразованного, в большинстве случаев слабо изученного источника битумоидов, с одной стороны, является специфической чертой, отличающей регион от большинства осадочных бассейнов мира. С другой - заставляет задаться вопросом, все ли так однозначно и, бесспорно, с определением механизмов генерации?

Интерес к возможности существования среди древнейших осадочных образований (свыше 1 млрд. лет) нефтематеринских отложений и их промышленной нефтегазоносности появился еще в 60-70 годы прошлого столетия благодаря работам Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. [204, 205]. В работах ведущего геохимика советской эпохи Н.Б. Вассоевича с соавторами, обосновано высокое качество РОВ докембрийских отложений [30]. В последнее время появились интересные обобщения по анализу нефтегазоматеринских свойств докембрийских отложений в глобальном масштабе, в том числе, и территории России [292].

Для Лено-Тунгусской НГП огромный вклад в изучение этой проблемы внесли крупные региональные обобщения, посвященные геохимии РОВ рифея, выполненные А.И. Ларичевым, Д.И. Дроботом, Т.К. Баженовой и др. в восьмидесятые годы прошлого века и более поздние [10]. В последние годы детальные исследования геохимии органического вещества рифейских отложений и вопросов генетической корреляции его с нефтями древних платформ выполнены специалистами ИНГиГ им. А.А. Трофимука СО РАН, в частности И.Д. Тимошиной [240]. Отдельные данные, накопленные за последние два десятилетия, свидетельствуют о присутствии в составе рифейских толщ нефтематеринских пород во всех трех эратемах рифея. Оценки реализованного потенциала этих отложений по некоторым представлениям предполагают, что в них генерировано 80-90% жидких и газообразных УВ для всего осадочного чехла, охватывающего нижний палеозой – докембрий центральных районов провинции [18ф]. С другой стороны, появляются многочисленные исследования, обосновывающие существенное омоложение когда-то считавшихся рифейскими толщ, как минимум, до венда [291].

4.3.1.1. Рифейские нефтегазоматеринские толщи

При рассмотрении рифейских нефтегазоматеринских толщ можно однозначно установить седиментогенную природу вероятно одних из наиболее древних нижне-среднерифейских отложений усть-ильинской и малгинской свит. При этом, **усть-ильинскую свиту** западной окраины Анабарской антеклизы по данным определений абсолютного возраста, вероятно, следует рассматривать в качестве наиболее древней. По определениям образцов из базальной части свиты она сформирована 1480 или 1400 млн. лет назад. Из средней части свиты по глаукониту имеется определение 1350 млн. лет [241]. На основании этих данных усть-ильинская

свита отнесена к нижнему рифею [123]. Толщина свиты в разрезе бассейна р. Котуйкан 55 м. В нижней части свиты имеется базальная пачка песчаников.

Максимальные концентрации РОВ характерны для аргиллитов. Содержание органического углерода в них меняется довольно значительно – 0.02-2.19%, в среднем 0.45%. Преобладают значения 0.30-0.60%. В алевролитах и глинистых алевролитах среднее содержание $C_{орг}$ ниже 0.28%. Размах колебаний этой величины довольно большой от 0.02% до 2.36%. В свою очередь в алевролитах выше содержание хлороформенных битумоидов. Их концентрации варьируют в пределах 0.006-0.121%, в среднем 0.02%. В аргиллитах среднее значение содержаний битумоидов 0.015%, размах значений 0.005-0.045%. В результате работ 2010 [18ф] и 2023 годов нами установлены средние концентрации $C_{орг}$ в аргиллитах и алевро-аргиллитах усть-ильинской свиты 0.6-0.7%, а максимальные - 6-7%. Граница распространения нефтегазоматеринских пород (НГМП) усть-ильинской свиты нижнего рифея носит прогнозный, предположительный характер. Особенно не ясно продолжение ее в западном направлении, в зоны глубокого погружения в пределах Курейской синеклизы. В крайней северной части Анабарской антеклизы, вблизи границы с Анабаро-Хатангской седловиной, глубоким бурением вскрыты возможные аналоги пород усть-ильинской свиты. В скважине Костромнской 1, в интервале глубин 1560-1720 м встречена толща темноцветных, до черных сланцеватых аргиллитов, с содержанием $C_{орг}$ до 1.46%. Еще севернее, в скважине Хорудулахская 1, в интервале глубин 2680-2920 м вскрыта толща темных глинистых доломитов с прослоями черных мергелей и аргиллитов. По единичным определениям содержание органического углерода в этих породах составляет 1.69-2.17%. Можно предполагать, что в северном направлении от бассейна р. Котуйкан в составе свиты возрастает доля карбонатного материала, при увеличении ее толщины.

В восточном направлении граница свиты определяется положением эрозионного среза по направлению к Анабарскому щиту. Возможности распространения НГМП усть-ильинской свиты в юго-западном направлении не ясны, но представляют наибольший интерес, поскольку не исключено продолжение их в смежную часть Курейской синеклизы [212]. В этом случае потенциал рифейских пород Ангаро-Котуйского бассейна увеличивается.

Одной из среднерифейских, вероятно, наиболее известных нефтематеринских толщ является верхняя подсвита **малгинской свиты**, распространенная на крайнем востоке Сибирской платформы [18ф]. В разрезе свиты у скалы Малгина (р. Мая) толщина верхней подсвиты составляет до 20 м. Снизу вверх в ее составе выделяются массивные микрозернистые светло-серые битуминозные известняки, изредка с кавернами, заполненными вязким темно-коричневым битумом. Выше по разрезу идет переслаивание массивных, серых, микрозернистых известняков с тонкоплитчатыми темно-серыми, до черных глинистыми известняками. Реже отмечаются прослои (0.3-0.7 м) тонкослоистых, до листоватых черных сапропелевых мергелей

(Рисунок 4.14). Радиологический возраст пород малгинской свиты 1000 млн. лет [220]. Распределение органического углерода подчиняется четкой закономерности – его концентрации увеличиваются с ростом глинистости отложений. Для известняков содержания $C_{орг}$ составляют 0.07 – 1.24 %, в среднем 0.53%. Для сапропелевых мергелей 3.78 – 14.0, в среднем 7.64 % на породу. Содержание хлороформенных битумоидов пропорционально содержанию органического углерода. Максимальные значения концентраций битумоидов присущи сапропелевым мергелям – 0.44-0.53% на породу. Полученные пиролитические характеристики РОВ верхней подсвиты малгинской свиты весьма высокие. Величина водородного индекса составляет 380 – 550 мг УВ/г Сорг, при этом значения параметра T_{max} 429-446° С. Уровень катагенетического преобразования РОВ малгинской свиты отвечает градациям $МК_2$ – $МК_3$ [18ф].



Рисунок 4.14 - Верхняя подсвита малгинской свиты. Средний рифей. Скалы Малгина, р.Мая, 2009

В литературе постоянно отмечается высокий потенциал верхней подсвиты малгинской свиты. Вероятно, роль этих отложений как основной нефтематеринской толщи в регионе преувеличена [16ф]. Геологические и геохимические данные показывают, что прослои доманикоидных пород в малгинской свите встречаются только в узкой зоне, на южном краю прогиба. К северу от разрезов на р. Мая (скалы Малгина), прослои битуминозных пород в составе малгинской свиты исчезают и замещаются глинистыми известняками с очень низкими концентрациями РОВ (скала Селия и др.). Так происходит уже в разрезе скважины Лахандинская 1. На севере прогиба, в бассейне р. Ханда содержания органического углерода в известняках малгинской свиты составляют только сотые доли процента на породу, что подтверждается аналитическими данными из коллекции полевого сезона 2015 г. [16ф].

Следующая толща, относимая к верхам среднего рифея и рассматриваемая в качестве одной из доминантных НГМТ – **мадринская.** Она вскрыта глубокими скважинами на Камовском

своде Байкитской антеклизы. В ее составе преобладают темно-серые глинистые доломиты и аргиллиты. Мощность этих пород, в зависимости от масштабов предвендского эрозионного среза и, и вероятно, особенностей её генезиса, изменяется от 28 до 370 м. В стратотипическом разрезе свиты в скважине Мадринская 156 мощность свиты 300 м. Глинисто-карбонатные разности пород этой толщи отличаются повышенными концентрациями органического вещества, до 2% и выше, в среднем 0.55-0.75% на породу.

Уровень катагенеза РОВ пород мадринской толщи значительный. В районе Юрубчено-Куюмбинской зоны нефтегазонакопления он оценивается как $МК_4$. К западу, в пределах Предъенисейского прогиба, вероятно, $МК_5$. Согласно пиролитическим данным, параметр T_{max} варьирует в пределах 438-455^o С. Водородный индекс, вследствие повышенного катагенеза, невысокий и составляет 53 – 162 мг УВ/г $С_{орг}$. О масштабном катагенетическом преобразовании РОВ свидетельствуют также данные по составу керогена [18ф]. Контуры распространения пород этой толщи известны весьма условно. Положение в пределах погребенной древней складчатой области или в погребенном прискладчатом прогибе объясняет высокий катагенез отложений мадринской свиты и позволяет предположить её аллохтонное насыщение битумоидами [240]. В качестве возрастных и фациальных аналогов мадринской толщи ряд исследователей рассматривает вэдрэшэвскую толщу [123].

В пределах Катангской седловины, глубоким бурением вскрыта и изучена **аянская толща** позднерифейского возраста. По некоторым представлениям стратиграфическое положение толщи соответствует нижней части лахандинского горизонта. Ю.А. Филипцов считает возраст этой толщи среднерифейским (см. раздел 4.2.1). Аянская толща достигает толщины 140 м. Она сложена черными углеродистыми аргиллитами с прослоями мергелей и доломитов со средним содержанием $С_{орг}$ около 1,5%. В северных, погруженных районах Катангской седловины (на Верхнечамбинской и Копоктинской площадях) катагенетическая преобразованность ОВ в ней достигает стадий $МК_3$-$МК_4$. В то же время на Тэтэрском валу, в пределах наиболее приподнятой части, катагенетическая преобразованность ОВ не превышает градации $МК_2$. При этом уровне катагенеза РОВ пород аянской толщи имеет удовлетворительные пиролитические показатели. Согласно аналитическим данным величина HI в них составляет 242-466 мг УВ/г $С_{орг}$ [18ф].

Предположительно, породы аянской толщи и ее аналогов распространены в виде сравнительно узкой полосы субмеридионального простирания с юга на север, от северо-востока Присаяно-Енисейской синеклизы, через Катангскую седловину до южного окончания Курейской синеклизы [212].

В пределах Байкитской антеклизы, в составе **ирэмэкэнской свиты**, относимой к верхам лахандиния [123], установлены пласты доманикоидных глинисто-карбонатных пород. В одном из них были выявлены очень высокие содержания $С_{орг}$ [250]. Так, в скважине Юрубченская 104

в аргиллитах одной из пачек свиты концентрации некарбонатного углерода достигают 9,32 – 14,03 % на породу. Ранее в скважине Усть-Камовская -20 в составе свиты выделен пласт аргиллитов с содержанием $C_{орг}$ 7,02%. Катагенетическая преобразованность РОВ аргиллитов из этих пластов отвечает градациям $МК_2$ – $МК_3$. При этом, по данным пиролиза обогащенные РОВ аргиллиты имеют максимальный среди рифейских пород Сибирской платформы водородный индекс - 500-560 мг УВ/г $C_{орг.}$ Толщины таких пластов достигают 10-12 м. Содержания хлороформенных битумоидов в этих аргиллитах также весьма высокие. По небольшому числу аналитических данных это 0.413 – 0.644 % на породу. Особенностью битумоидов из аргиллитов ирэмэкенской свиты является обогащенность ароматическими УВ по сравнению с битумоидами других рифейских толщ [250]. Следует отметить, что это же характерно для битумоидов верхнемалгинской подсвиты.

Одним из основных и, вероятно, наиболее проблемным районом распространения рифейских черносланцевых образований является территория Предпатомского прогиба и прилегающая зона складчатых сооружений Байкало-Патомского нагорья. Здесь, в составе рифейского, а по новым данным [222] существенно вендского комплекса, толщины которого резко увеличиваются, широко распространены черные углеродистые сланцы, рассматриваемые многими исследователями в качестве нефтепроизводивших и, в значительной степени, обеспечивших формирование скоплений УВ в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы [5]. Вместе с тем, положение прогнозных нефтегазопроизводивших отложений здесь также весьма условно и основано только на материалах изучения соответствующих рифейских толщ в обнажениях. Судя по этим данным, наиболее древние черносланцевые породы прогнозируются в составе среднерифейских отложений **хайвергинской свиты** и, локально, в составе **бугорихтинской** свиты. Толщины их составляют 100-150 метров. Содержания $C_{орг}$ варьируют в пределах 0.5-12.9% на породу, в среднем 1.5-1.7%.

Стратиграфически выше черносланцевые породы с повышенными содержаниями органического вещества имеются в составе **джемкуканской и баракунской свит** также по, вероятно, устаревшим данным [222] среднерифейского возраста. Здесь доля углерода составляет 0.6-3.3% на породу, в среднем около 1.7%.

Баракунская свита представлена наиболее распространенными в Байкало-Патомском нагорье разрезами песчано-сланцево-известнякового состава [198]. Низы и верхи свиты сложены черными известняками с прослоями черных глинисто-углеродистых сланцев. Средняя часть - ритмичное переслаивание черных сланцев и известняков, среди которых несколько пакетов песчаников с прослоями сланцев. Характерны прослои (до 10 - 15 %*)* известняковых конгломератов, брекчий и конгломерато-брекчий. Мощность свиты 900 - 1200 м. В массивно-слоистых известняках разреза по р. Жуя у р. Бол. Барчик установлен достаточно

представительный Каланчевский комплекс микрофитолитов: *Osagia columnata* var. *baicalica* Yaksch. O. aff. *column*ata Reitl., O. *udereica* Yaksch., *O. tchaica* Yaksch., *Vesicularites kurtunicus* Yaksch [18ф].

На юго-западе Патомского фациального района, в Чуйской фациальной зоне, **баракунская свита** (300 - 400 м) сложена доломитами с прослоями кремней, сланцев, известняков, песчаников. При этом по нашим данным генезис её имеет проблемный, возможно тектоногенный характер (Рисунок 4.15). В центральной части Предпатомского прогиба в бассейне р. Мал Чуя объединенные баракунская и валюхтинская свита переходят в южном направлении в отложения голоустенской «свиты», представленной новообразованными аутигенными «оспенными» кварцитами [141]. На северо-востоке, в районе оз.Ничатка и р.Сень, баракунская свита меняется на чернослацевую кумухалахскую свиту на южном борту Березовской впадины [77].



Рисунок 4.15 - Баракунская свита. Верхний рифей (?). р.Бол.Чуя, 2021

В Уринской и Челончено-Жуинской фациальных зонах вышеназванного фациального района, баракунская свита разделена [123] на три подсвиты. Нижняя подсвита (250 - 350 м) сложена черными углеродистыми известняками и углеродистыми сланцами с прослоями филлитовидных сланцев, известняковых конглобрекчий, средняя (600-700 м) представляет собой переслаивание углеродистых известняков, углеродистых сланцев и темно-серых известковистых песчаников, верхняя (400 - 500 м), – известняки, известковые конгломераты, конгломерато-брекчий, прослои сланцев. Наличие брекчий, конглобрекчий, филлитовых и других сланцев,

большие мощности, а также региональное структурное положение могут также указывать на тектоногенное происхождение черносланцевых толщ баракунской свиты.

В качестве материнской толщи можно рассматривать верхнерифейскую **валюхтинскую свиту**. Ориентировочные толщины аспидных пород этого уровня могут достигать 300-400 м. Концентрации органического углерода в таких породах варьируют от первых десятых долей процента на породу до 4.2%. В среднем здесь доля углерода до 0.6%.

Во всех рифейских нефтематеринских отложениях РОВ интенсивно катагенетически преобразовано – до градаций $МК_5$ – АК. Следует отметить, что до настоящего времени эти толщи наименее изучены современными методами (пиролитические, ГЖХ, хромато-масс-спектрометрия). Небольшое количество данных по пиролитическим исследованиям черносланцевых рифейских образований бассейна р. Большой Патом приведено в монографии И.Д. Тимошиной. И эти сведения подтверждают интенсивный уровень катагенетического преобразования РОВ рифейских пород региона [240].

Наиболее молодые рифейские отложения, представляющие интерес в качестве нефтематеринских, установлены на отдельных участках в пределах Катангской седловины и Байкитской антеклизы. Такая пачка темноцветных глинистых отложений залегает ниже продуктивных песчаников ванаварской свиты венда на Собинском месторождении (скважины 41 и 43). Вероятно, это верхняя часть толщи, выделенной на разрезе и стратиграфической схеме [14ф] под названием **толщи неизвестного литологического состава (или безымянной)** верхнего рифея. Судя по аналитическим данным, здесь в пачке глинистых темноцветных алевролитов содержания органического углерода достигают 1.01-1.34%. Толщина, вскрытая бурением, не менее 20 м. Следует отметить, что органическое вещество этой пачки не изучено современными методами исследования. Вероятно, РОВ этих пород в пределах Катангской седловины не претерпело жесткого катагенеза и представляет собой большой интерес для детальных исследований, направленных на выявление источников залежей нефтей в ванаварской свите региона.

Интересно рассмотреть особенности, так называемой, **качергатской свиты**, как считается, верхнего рифея. Специалистами ВостСибНИИГГиМС были приведены материалы по разрезу качергатской свиты в бассейне р. Левый Улькан. Согласно этим данным в верхней части качергатской свиты выделяется пачка углеродистых сланцев мощностью до 145 м с остаточными концентрациями органического углерода 6-18% [64, 13ф, 26ф]. В южной части Прибайкальского прогиба отложения качергатской свиты, изученные в бассейне рр. Бугульдейка, Голоустная, имеют большую мощность (около 1000 м) и схожий с отложениями в северной части литологический состав. Представлена свита ритмично построенными терригенными породами. Концентрации $С_{орг}$ в алевролитах и песчаниках составляют 0,04-0,47% на породу, в среднем

около 0,16%. Сланцевые разности содержат около 0,30% органического углерода на породу (от 0,08 до 2,29%). Среднее содержание хлороформенного битумоида в отложениях качергатской свиты составляет 0,004 % на породу. По единичным данным катагенез ОВ этих отложений отвечает градации $МК_5$-АК. По данным исследований специалистов СНИИГГиМС [5] установлено, что в нижней части разреза качергатской свиты преобладают песчаники, а в средней в переслаивающейся толще возрастает доля алевролитов. Алевролиты тонкогоризонтальнослоистые, серые с зеленоватым оттенком, с мелкой вкрапленностью пирита, прослоями слюдистые. По данным петрографического анализа текстура пород микросланцеватая, мелкие зерна кварца и лейсты слюды ориентированы параллельно сланцеватости.

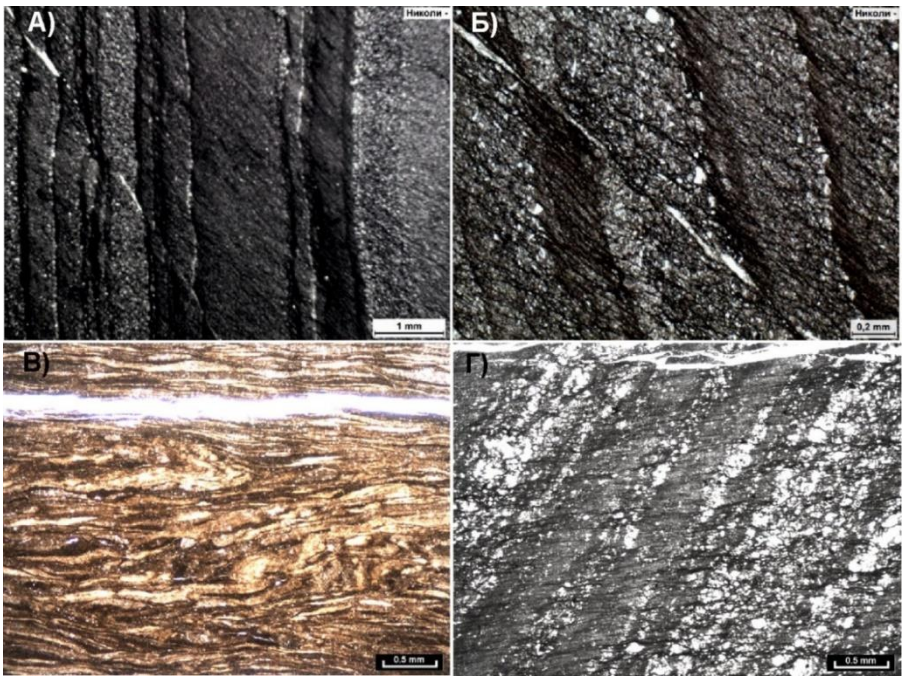


Рисунок 4.16 - Микроструктуры качергатской свиты

А-Б) Шлиф У44-2-18 – микросланец серицитовый, слабо обогащенный ОВ. Текстура параллельно слоистая (А) и плойчато-сланцевая со смещением слоев (кренуляционная) (Б). (СНИИГГиМС, 2019)

В) Шлиф Ф-067-20. Участок с деформированной текстурой, обусловленной микроскладчатостью вещества (ВНИГИНИ, 2020)

Г) Шлиф Ф-047-20. Кремнисто-слюдистая пород сланцеватая и кливажированная, развитая по неравномерному чередованию «песчаника» и терригенно-глинистой породы. (ВНИГИНИ, 2020)

Содержание органического углерода в алевролитах невысокое, варьирует в пределах 0,04-0,17 % на породу. Во многих обнажениях наблюдались локальные складки, смятие пород, зеркала скольжения. Процессы сжатия фиксируются и при микроописании. Так в шлифе У44-2-18 [5] отчетливо видна параллельно-слоистая, плойчато-сланцевая кренуляционная текстура, со

смещением микрослойков (Рисунок 4.16.А, Б). Порода трещиноватая, многочисленные секущие трещины, как на макро-, так и на микроуровне заполнены кварцем. Представляет собой чередование слоев серицитовых сланцев и сгруппированных более тонких прослоев с кварцем алевритовой размерности и лейстами белой слюды. Эти прослои в большей степени обогащены волнистыми черными нитевидными обрывками глинисто-углистого вещества, ориентированными под острым углом к общей сланцеватости породы.

По нашим представлениям в качергатской свите на макро- и микроуровне проявлены признаки тектонического генезиса. Это выражается, в том числе, в отсутствии надежных показателей первичной осадочной слоистости. Наблюдается несколько генераций рассланцевания, ранние из которых маркируются полосчатостью, а более поздние выражаются в современных системах кливажирования (Рисунок 4.17). Все это свидетельствует в пользу наиболее вероятного неседиментогенного происхождения черных сланцев качергатской свиты. Тем более, нет надежных признаков, по которым её мощные толщи можно было бы отнести к нефтегазопроизводившим отложениям.



Рисунок 4.17 - Кливаж качергатской свиты в обнажениях

Слева – системы кливажа. Река Пр.Ушаковка, 2020. Справа – пересечение полосчатости кливажом. Река Бугульдейка, 2020

Подводя итог рассмотрению нефтегазоматеринских свойств рифейских отложений, можно утверждать, что многие из выделяемых в качестве НГМТ стратиграфических подразделений изучены во все ещё весьма недостаточной мере для вынесения обоснованных суждений не только об их генерационном потенциале, но и о генезисе в целом. Требуются специальные исследования, проводимые на основе геодинамических построений, направленные на изучение рифейских толщ, как в осадочном чехле платформы с помощью глубокого бурения, так и в складчатом обрамлении путем проведения полевых наблюдений.

4.3.1.2. Вендские нефтегазоматеринские толщи

Вендские осадочные отложения Сибирской платформы вмещают значительную часть углеводородных начальных суммарных ресурсов нефти и подавляющую часть НСР газа Лено-Тунгусской провинции. При этом нефтегазоматеринский потенциал этого интервала разреза многими признается в меньшей степени, чем у рифейских толщ [240].

На западе платформы, на территории Байкитской антеклизы и Катангской седловины в составе венда интерес в качестве нефтематеринских представляют породы **оскобинской свиты**. Повсеместно в ее составе выделяются темноцветные, до черных, горизонты карбонатно-сульфатно-глинистых пород, относительно обогащенных органическим веществом. Толщины их меняются от первых метров до 40м (Оморинская площадь). Концентрации органического углерода варьируют в довольно широких пределах – 0.14-3.95%. Ориентировочно, в среднем они составляют 1.10-1.20%, а доля таких пород в оскобинской свите около 20%. По литературным данным содержания $C_{орг}$ в породах оскобинской свиты могут достигать 14% [240]. Согласно результатам изучения нерастворимого ОВ, и пиролитическим данным катагенез органического вещества пород **оскобинской свиты** в пределах вышеназванных надпорядковых структур соответствует градациям $МК_2$ – $МК_3$. Величина водородного индекса составляет в обогащенных РОВ разностях 131-282 мг УВ/г. $C_{орг}$. В этих породах фиксируются также повышенные концентрации битумоидов, до десятых долей процента на породу [18ф].

Максимальные средние значения водородного индекса в породах комплекса прогнозируются на северо-востоке Сибирской платформы, на западном борту Оленекского поднятия, где присутствуют породы **хатыспытской свиты** венда – отложения, обогащенные органическим веществом и с доказанными нефтематеринскими свойствами []. В.А. Каширцевым на востоке Лено-Тунгусской провинции выделено самостоятельное семейство нефтей, связанных с РОВ хытыспытской свиты. Эти нефти, очевидно, имеют ограниченное распространение только на северо-востоке провинции [80].

В пределах центральной части Байкитской антеклизы фиксируются пониженные значения остаточного потенциала (20-90 мг УВ/г $C_{орг}$). В северо-западном направлении эти показатели заметно повышаются. Судя по геофизическим данным, в этом же направлении увеличиваются толщины вендских отложений. Можно предполагать, что происходит и улучшение качества ОВ пород комплекса (также как и подстилающих рифейских отложений). В этом случае роль Ангаро-Котуйского рифейско-вендского палеобассейна как одного из наиболее крупных очагов нефтегазообразования возрастает. Для рассматриваемого комплекса, в пределах Катангской седловины отмечаются прослои аргиллитов с максимальным остаточным потенциалом. Так в скважинах Собинской площади 41 и 43, при концентрациях органического углерода в 0.25 – 1.72% на породу, величина HI достигает 191-453 мг УВ/г $C_{орг}$ [18ф].

В пределах большей части Курейской синеклизы в силу интенсивного катагенеза ОВ исходный потенциал пород в значительной степени исчерпан, и величина HI прогнозируется только в пределах 10-20 мг УВ/г $С_{орг}$. Аналогичная ситуация, вероятно, имеет место и в центральной части Присаяно-Енисейской синеклизы. На крайнем северо-западе (Норильский и Игарский районы) породы комплекса представлены красноцветными обломочными отложениями (излучинская свита) и обладали ничтожным исходным потенциалом.

Вероятно, одним из наиболее интересных районов проявления нефтегазоматеринских свойств вендских отложений является зона сочленения Предпатомского прогиба со структурами Джеюктинского выступа и Байкало-Патомской складчатой области. Здесь в пределах Витимо-Чарской или Уринской фациальной зоны, Байкало-Патомского фациального района на основании исследований З.М. Старостиной [228] и Л.Л. Предтеченского [268] в 1941 году были выделены снизу вверх: жербинская, тинновская и пестроцветная свиты. Позже М.Л. Кокоулиным нижняя часть тинновской свиты была обособлена в тирбесскую [86], а пестроцветная свита переименована в нохтуйскую. Именно с тирбесской свитой в последнее время связываются основные генерационные возможности вендских пород этого региона. Стратиграфически она приурочена к уровню верхней части непского стратиграфического горизонта нижнего венда.

В районе Джеюктинского выступа **тирбесская свита** представлена сланцами, песчаниками, известняками, доломитами, общей мощностью 85 м. ОВ обогащена нижняя половина свиты, сложенная темноокрашенными известняками и сланцами. В известняках концентрации углерода составляют 0,15-1,25%, в прослоях сланцев - до 3,36 %, концентрации хлороформенных битумоидов достигают 0,047 % на породу. К западу, по данным глубокого бурения скважины Ичерская-289, приблизительно на том же стратиграфическом уровне установлен пласт аргиллитов с высокими концентрациями органического углерода, до 8,0% на породу. В работе П.Н. Соболева и И.А. Кожевых [211] проведено сравнительное изучение ациклических УВ-биомаркеров в нафтидах, выявленных в керне скв. Чайкинская-279 и в битумоидах естественных обнажений возможных НГМП позднерифейского и вендского возраста. По результатам своих исследований авторы делают вывод, что по характеру распределения алканов наиболее вероятными НГМП в Предпатомском прогибе являются породы, стратиграфически относящиеся к верхней части непского горизонта венда (тирбесская свита и глинистые породы сералахской свиты). Основной показатель генетической связи РОВ этих пород и нафтидов – присутствие заметных количеств соединений гомологического ряда 12- и 13-монометил-алканов. Вместе с тем, судя по значительным вариациям состава нафтидов, несомненно, что в данном регионе проходили длительные и сложные процессы с присутствием миграционных потоков газоконденсатных флюидов.

Как показывают исследования керогена, термическое и пиролитическое изучение пород, РОВ рассматриваемых отложений венда претерпело катагенетическое преобразование, достаточное для реализации нефтематеринского потенциала. На большей части района исследований оно соответствует градациям $МК_3$ – $МК_4$. Преобразованность увеличивается в сторону Байкало-Патомского нагорья, до $МК_5$ [16ф].

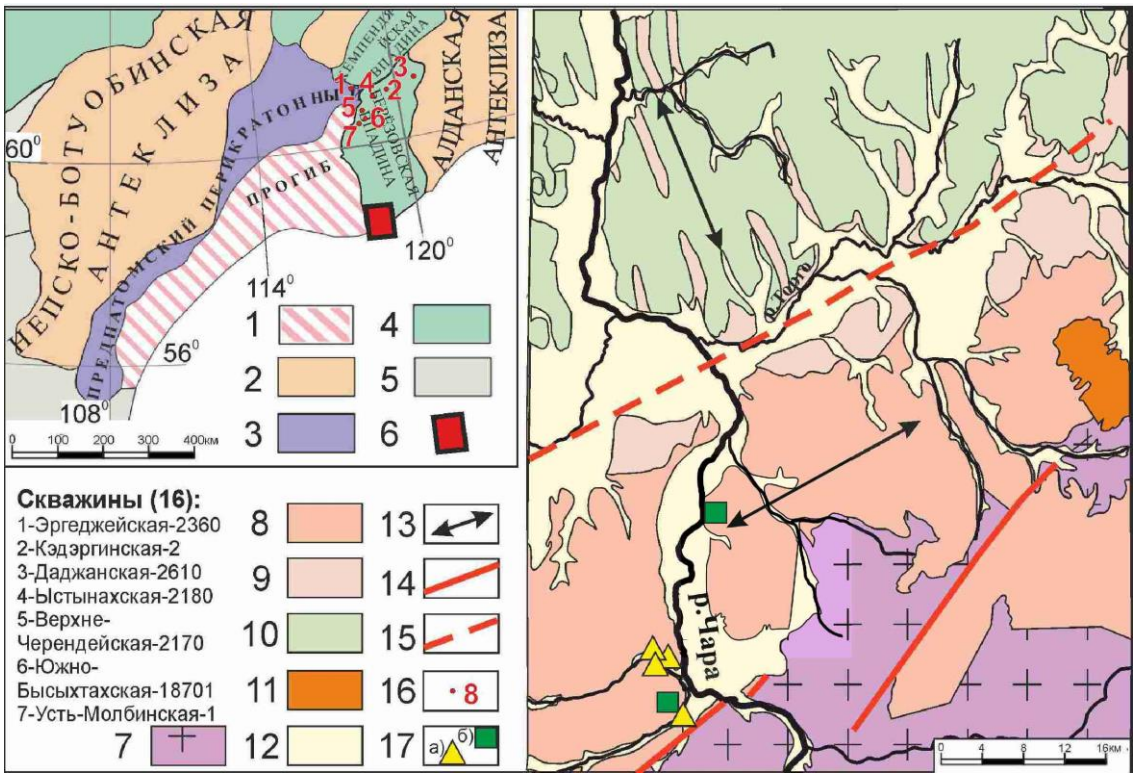


Рисунок 4.18 - Выход автохтона на поверхность на юге Берёзовской впадины

Врезка: 1- складчато-надвиговые образования; 2- положительные надпорядковые структуры; 3- форлэнд Предпатомского прогиба; 4-отрицательные надпорядковые структуры; 5- сочленяющие надпорядковые структуры; 6- район полевых исследований 2024г. (карта справа); 7- кристаллические толщи фундамента; 8- докембрийский автохтон; 9-юдомская свита, верхний венд; 10-аллохтон, нижний кембрий; 11- юрские сиенитовые интрузии; 12- аллювий; 13 – главные направления простирания структур; 14- разломы; 15- выход на поверхность главного детачмента, Джелинда-Торгойской зоны разломов; 16-скважина и её номер; 17-точки отбора образцов: а) кумахулахской, б) сеньской свиты.

Этот тренд характерен и для восточной части Предпатомского прогиба, для Берёзовской впадины. В пределах этой территории, которая нами исследовалась в ходе летних полевых работ 2024 года, фронтальные надвиговые процессы имели не такое развитие, как на остальной части прогиба, например, на территории Нюйско-Джербинской впадины, где фронтальные срывы-шарьяжи и связанные с ними валообразные дуплексы распространяются на сотни километров в северо-западном направлении. В пределах западной части Берёзовской впадины активно

проявились транспрессионные подвижки, в первую очередь, по региональному Жуинскому разлому. Надвиги являются производными от активных сдвиговых дислокаций по этой субмеридиональной зоне. Тем не менее, и в этом случае оказалась сформирована поверхность срыва, обнажающаяся в виде Джелинда-Торгинской зоны разломов [171], выход пологого сместителя которой на поверхность приурочен к тальвегам одноименных рек, при общем погружении шарьяжа в северо-западном направлении к корневой части, совпадающей, вероятно, с зоной Жуинского разлома. Подобная модель тектонического строения предполагает выход в южной части Берёзовской впадины автохтонных образований венда, в наименьшей степени затронутых процессами метаморфизма и складчатостью (Рисунок.4.18). Но даже такая обстановка сопровождается развитием в автохтоне «пластовых метасоматитов» [61], вероятно, продуцентов метагенетических процессов, имевших место в пологих зонах метаморфизма вдоль сместителей шарьяжей.

Всем этим обусловлено увеличение катагенетической преобразованности в западном направлении, отмечаемое по результатам анализов геохимии керна глубоких скважин северной части Берёзовской впадины [246]. Расположение скважин показано на рисунке 4.17. По данным этих исследований максимальным нефтегазоматеринским потенциалом, нефтепроизводившей толщей Березовской впадины являются породы венда (отложения сералахской свиты), при относительно «бедном» нефтегазоматеринском потенциале остальной части разреза (Рисунок.4.19).

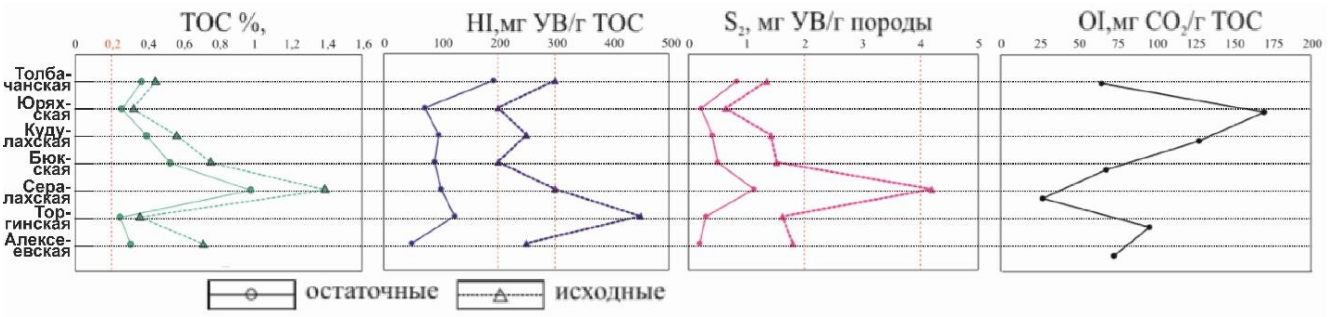


Рисунок 4.19 - Исходный потенциал пород R-Є1 Березовской впадины [246]

По материалам интерпретации результатов бурения глубоких скважин сералахская свита имеет ранневендский возраст [122]. Однако последние обобщающие исследования показывают, что её нужно относить к верхнему венду (поскольку она залегает выше верхневендской [175, 291] торгинской свиты) или даже к нижнему кембрию [288], как это и было сделано первоначально при описании стратотипа свиты [68]. Такие взаимоисключающие взгляды на стратиграфическое положение могут быть объяснены тем, что под именем сералахской свиты в скважинах и на поверхности выделяются совершенно разные уровни осадочного чехла. Пачки суббазальных горизонтов, выделяемые по данным глубокого бурения в качестве сералахской

свиты, в таком случае будут соответствовать кумахулахской (баракунской), возможно даже, сеньской свите.

В этом контексте интересны результаты наших исследований геохимии указанных толщ 2024 года, подтвердившие уменьшение водородного индекса и увеличение степени катагенеза, вероятно, вторичных битумоидов в западном направлении. Образцы, взятые из обнажений верхней части кумахулахской свиты в скалах р. Сухой Кумахулах показали максимальное содержание $C_{орг}$ 0,17%, при среднем показателе 0,07%. Водородный индекс в среднем для кумахулахской свиты составил 37 мг УВ/г $C_{орг}$. Несколько более высокие значения исходного содержания органического углерода характерны для сеньской свиты. Средние значения, вычисленные для 29 образцов, составили 0,52% и 25 мг УВ/г $C_{орг}$, соответственно. Максимальный водородный индекс показал образец Ф-25-24 из нижней части сеньской свиты - 188 мг УВ/г $C_{орг}$.

Однако даже при том, что в этом случае исследования выполнены для пород автохтона, минимально затронутых тектоногенными процессами, мы, всё равно, имеем дело со вторичными мигрировавшими и впоследствии интенсивно преобразованными битумоидами. Таким образом, проблема обнаружения валидных нефтегазоматеринских отложений и оконтуривание очага генерации Предпатомской нефтегазовой системы остаётся открытой.

4.3.1.3. Кембрийские нефтегазоматеринские толщи

Кембрийские отложения Сибирской платформы представляют собой пример образцового осадочного комплекса, детально изученного на основе сопоставления изохронной (по данным скелетной фауны) стратиграфии и литологии. В результате получены научные знания современного уровня о палеогеографической и фациальной зональности кембрийского бассейна седиментации (см. раздел 4.2.2), предопределивших весьма контрастные распределения количества и качества органического вещества в этом интервале разреза.

В Юдомо-Оленекском фациальном регионе в состав комплекса входят породы достаточно широко известных, особенно в свете сегодняшнего интереса к сланцевой нефти, куонамской и иниканской свит. По степени обогащенности сапропелевым ОВ они сопоставляются с баженовской свитой Западной Сибири и доманиковой Урало-Поволжья. Эти отложения представлены переслаивающимися глинистыми известняками, сланцами, мергелями их сапропелевыми разностями, силицитами, известняками, реже доломитами. Толщины пород куонамско-иниканской формации, накапливавшихся в условиях некомпенсированного седиментогенеза, составляют, как это и должно быть для классических нефтегазоматеринских толщ, незначительные 25-50 м. Средневзвешенные концентрации остаточного органического

углерода в них достигают 2.0-10.0 % на породу [18ф]. В сапропелевых глинистых известняках доля органического углерода может составлять свыше 20 %.

Весьма важные материалы по составу УВ-биомаркеров этих отложений получены В.А. Каширцевым [80], Т.М. Парфеновой [169]. Кроме того, на северном склоне Алданской антеклизы были изучены приповерхностные скопления нефтей, для которых была доказана генетическая связь с РОВ пород иниканской саиты [80].

Согласно пиролитическим данным, выполненным в СНИИГГиМС и ИНГГ СО РАН [169] ОВ пород этого комплекса отличается высоким качеством. Величина водородного индекса в бассейне рр. Арга-Сала и Большая Куонамка в среднем превышает 500 мг УВ/г $C_{орг}$. Здесь катагенез минимален (ПК-$МК_1$). На остальной территории распространения комплекса, в пределах Анабарской и Алданской антеклиз, эта величина составляет 200 – 480 мг УВ/г $C_{орг}$. Она быстро уменьшается, по мере возрастания катагенеза, в направлении к центральной части Вилюйской синеклизы, где породы погружены на значительные глубины (до 8-10 км). Очень низкое значение HI (10 мг УВ/г $C_{орг}$) и на крайнем юго-востоке (бассейн р. Ханда), где породы комплекса претерпели интенсивный динамокатагенез (градация $МК_{4-5}$).

К югу и юго-западу отложения куонамской свиты замещаются рифогенно-обломочными известняками и доломитами. По сравнению с породами куонамского комплекса толщины синхронных биогермных образований резко возрастают, достигая 600 – 700 м. В пределах Туруханского района толщины комплекса (в фациях костинской свиты) достигают 1300-1400 м. Эти породы формировались в мелководной, с активной гидродинамикой обстановке, что предопределило очень низкие концентрации фоссилизированного ОВ и невысокое его качество. Доля остаточного органического углерода в целом не превышает в них 0.10%. В зоне их развития резко снижается величина остаточного генерационного потенциала ОВ. Она, вероятно, не превышает 50 - 100мг УВ/г $C_{орг}$.

В центральной и южной частях Лено-Тунгусской НГП на территории Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и соседних структур куонамскому уровню также соответствуют значительные по мощности толщи с низким содержанием органического углерода и, соответственно, с невысоким генерационным потенциалом. Следует также отметить, что на северо-западе Лено-Тунгусской провинции в составе комплекса выделяется шумнинская свита. Она является возрастным и фациальным аналогом куонамской, сложена мергелями и глинистыми известняками с повышенными содержаниями ОВ ($C_{орг}$ 0.40-0.70%). Однако здесь в силу высокого уровня катагенеза ($МК_5$-АК) водородный индекс также не превышает 50 мг УВ/г $C_{орг}$.

Весьма интересная информация, касающаяся аналогов куонамского комплекса отложений на западе Сибирской платформы, получена в последнее время по результатам бурения

параметрической скважины Нижнеимбакская 219. Далее цитруется по [213]: “В разрезе этой скважины, в составе глинисто-известковой толщи (глубины 2312- 2362 м), содержатся прослои черных, сажисто-черных кальцитовых мергелей (до аргиллитов), обогащенных органическим веществом.Прослои черных мергелей имеют толщины от первых сантиметров до 4 м (один прослой в верхней части толщи). Эти породы имеют тонко-горизонтально-слоистую текстуру, содержат линзовидные включения серого известняка. Часто отмечается послойная пиритизация. Глинистые породы, обогащенные ОВ, распространены более всего в верхней и нижней частях толщи. Содержания органического углерода в черных глинистых породах вполне сопоставимы с таковыми для пород куонамской свиты восточной части Сибирской платформы. По небольшому количеству определений доля $C_{орг}$ из интервала отбора керна 2314-2326 м в них достигает 2.72 – 10.03 %. По единичным данным содержания хлороформенных битумоидов в породах составили 0.023-0.081% на породу. Судя по характерным кривым ГК, суммарная толщина таких пород в составе **толщи глинистых известняков** составляет 16-20 м. При изучении группового состава битумоидов этих пород установлено заметное преобладание УВ-в – свыше 80 %, при отсутствии асфальтеновых компонентов. Такие характеристики, обычно, свойственны породам с интенсивным катагенезом органического вещества. Это находит подтверждение при изучении нерастворимого ОВ. При довольно близком составе керогена двух образцов мергелей отмечается аномально низкое содержание водорода, очень низкое значение выхода летучих, повышенное серы и углерода. По имеющимся показателям уровень катагенеза этих пород отвечает градации АК. Вероятно, такой интенсивный катагенез РОВ глинисто-карбонатной толщи связан с контактовым влиянием интрузивных пород, распространенных в кембрийском разрезе Бахтинской зоны. В разрезе Нижнеимбакской скважины, непосредственно на уровне развития обогащенных РОВ пород, интрузий нет. Возможно, вблизи глинисто-карбонатной толщи присутствуют секущие интрузивные образования, в виде мощных даек”.

Выявление подобных отложений в Бахтинской зоне представляется весьма важным фактом с точки зрения оценки потенциала самостоятельной нефтегазовой системы Тынепского некомпенсированного прогиба [9ф], рассматриваемой в работе ниже.

4.3.1.4. Нефтегазоматеринские толщи перми, триаса, юры

На востоке платформы в пределах Предверхоянского перикратонного прогиба основные перспективы нефтегазоносности связаны с верхоянским терригенным осадочным комплексом верхнего палеозоя, триаса и юры. К этим же интервалам приурочены отложения с повышенным содержанием автохтонного органического углерода. Закономерности их распространения изложены в опубликованных и фондовых работах А.Ф.Сафронова [199, 200], Н.В. Черского [267], Г.Д. Поляковой [12ф] и др.

В пермских отложениях Предверхоянского прогиба и Вилюйской гемисинеклизы ОВ представлено как сапропелевыми, так и гумусовыми разностями. Для пермских пород отмечается неравномерное распределение ОВ по площади. Преобладает гумусовый материал. Другой особенностью является снижение концентраций ОВ в восточном направлении. Так, в пермских слоях, примыкающих с юго-востока к структуре Хапчагайского мегавала среднее содержание РОВ в аргиллитах 3,4%, а восточнее, в районе Китчанских складок, снижается до 2%. На севере Предверхоянского прогиба соответственно оно изменяется от 3,8 до 1,16%. Значительные массы гумусового ОВ в пермских отложениях находятся в форме пропластков и пластов угля, мощностью до 1 -1,5 м, а в глубоких скважинах Вилюйской синеклизы до 5 м и более [267]. По данным В.А. Каширцева устанавливаются генетические связи битумоидов нефтяных оторочек залежей Вилюйской синеклизы с пермским материнским ОВ II-III типов [80].

Характерно, что в верхнепермских терригенных породах (псаммитовых и псефитовых разностях) содержание углерода несколько выше, чем в аргиллитах, однако такая закономерность объясняется как наличием углистых прослоев, так и миграциями вторичных битумоидов.

Нижнетриасовые отложения существенно беднее органическим углеродом, чем верхнепермские. Лишь на самом севере меридиональной ветви Предверхоянского прогиба его содержание в аргиллитах достигает первых процентов, обычно не превышая 1,5%. В песчаниках и алевролитах нижнего триаса оно ещё ниже.

В глинистых разностях отложений со среднего триаса до нижней юры максимальные концентрации ОВ более 1,5 % приурочены к южной части меридиональной ветви Предверхоянского прогиба. Более грубозернистые разности среднего триаса - юры максимально насыщены ОВ в районах Кютингдинского грабена и Хапчагайского мегавала, что, учитывая вероятный аллохтонный характер насыщения, может указывать на определенные нефтегазовые перспективы этих районов.

Самым молодым интервалом разреза, обладающим нефтегазоматеринскими свойствами, являются глинистые разности нижней [80] (тоарский ярус), средней и верхней юры. Содержание органического углерода в них достигает величин более 2% в районах к югу от Хапчагайского мегавала и Китчанских складок.

Несмотря на относительно невысокие содержания ОВ и его преимущественно гумусовый характер, весьма значительные мощности нефтегазоматеринских интервалов позволяют высоко оценивать суммарные генерационные возможности верхоянского комплекса не только в отношении газа, но и нефти [17ф].

4.3.2. Нефтегазовые системы

4.3.2.1. Алдано-Майская предполагаемая нефтегазовая система

При проведении государственной оценки прогнозных ресурсов УВ в 2012 году для территории соответствующей Предсеттедабанскому перикратонному прогибу был использован объемно-генетический метод в модификации СНИИГГиМС [90]. Оценка была проведена для трех перспективных комплексов осадочного чехла: среднерифейского, верхнерифейского и верхневендско-нижнекембрийского (осинский и даниловский резервуары) [28ф]. Обоснованность выделения и оценки подобных комплексов выглядит весьма условной по причине отсутствия на исследуемой территории главного и определяющего для Лено-Тунгусской провинции обеспечивающего сохранность залежей УВ фактора нефтегазоносности – регионального флюидоупора, представленного нижнекембрийскими солями. Подтверждением главенствующей роли указанного критерия является полное отсутствие на территории Лено-Тунгусской провинции промышленных скоплений нефти и газа вне распространения кембрийского солеродного бассейна. Вынужденная необходимость использовать объёмно-генетический метод диктуется, по всей видимости, той же самой исключительностью бессолевого разреза.

Ещё раньше, в 2010 году нами проведено бассейновое моделирование процессов нефтегазообразования на площади, практически полностью совпадающей с территорией Предсеттедабанского перикратонного прогиба (Рисунок 4.20) [18ф]. В рамках исследований были выполнены Temis 3D и Temis 2D расчёты удельных плотностей эмиграции УВ из материнских пород малгинской свиты и лахандинской серии. Если принять оптимистичную гипотезу широкого распространения потенциально нефтематеринских верхнемалгинских аргиллитов, удельные плотности эмигрировавших УВ малгинской свиты в разы превышают таковые лахандинской серии. Период наиболее интенсивной эмиграции связан с концом рифея и предвендской эпохой тектонической активности. В последующее время интенсивность эмиграции снизилась.

Трехмерная модель удельных плотностей эмиграции УВ из материнских пород иниканской свиты показала низкие удельные плотности эмиграции в пределах района работ, свидетельствующие о практической невозможности формирования промышленных залежей УВ за счет этих отложений. Возможно формирование первичных мелких скоплений тяжелой нефти и битумов непромышленного масштаба. Формирование таких скоплений могло происходить в предпозднеюрское время, до проявления интенсивной тектонической активности. Но более вероятна довендская реализация основной части генерационного потенциала рифейских НГМТ. Таким образом, двумерная модель миграции и формирования УВ отражает, по существу, весьма

низкую вероятность сохранности скоплений УВ. Даже при условии высоких концентраций $C_{орг}$ в верхнемалгинских отложениях и их широкой (недоказанной) распространенности, для формирования скоплений УВ перспективны ловушки, связанные с зонами выклинивания коллекторов верхнего рифея, залегающего выше малгинской свиты. Однако формирование залежей в них происходило уже в конце рифея (предвендская эпоха тектонической активности). В настоящее время здесь могли сохраниться лишь остаточные небольшие скопления тяжелой нефти. В результате постепенного разрушения первичных палеозалежей в фанерозое могли быть сформированы залежи УВ в ловушках, приуроченных к коре выветривания по рифею и к вышележащим вендским отложениям.

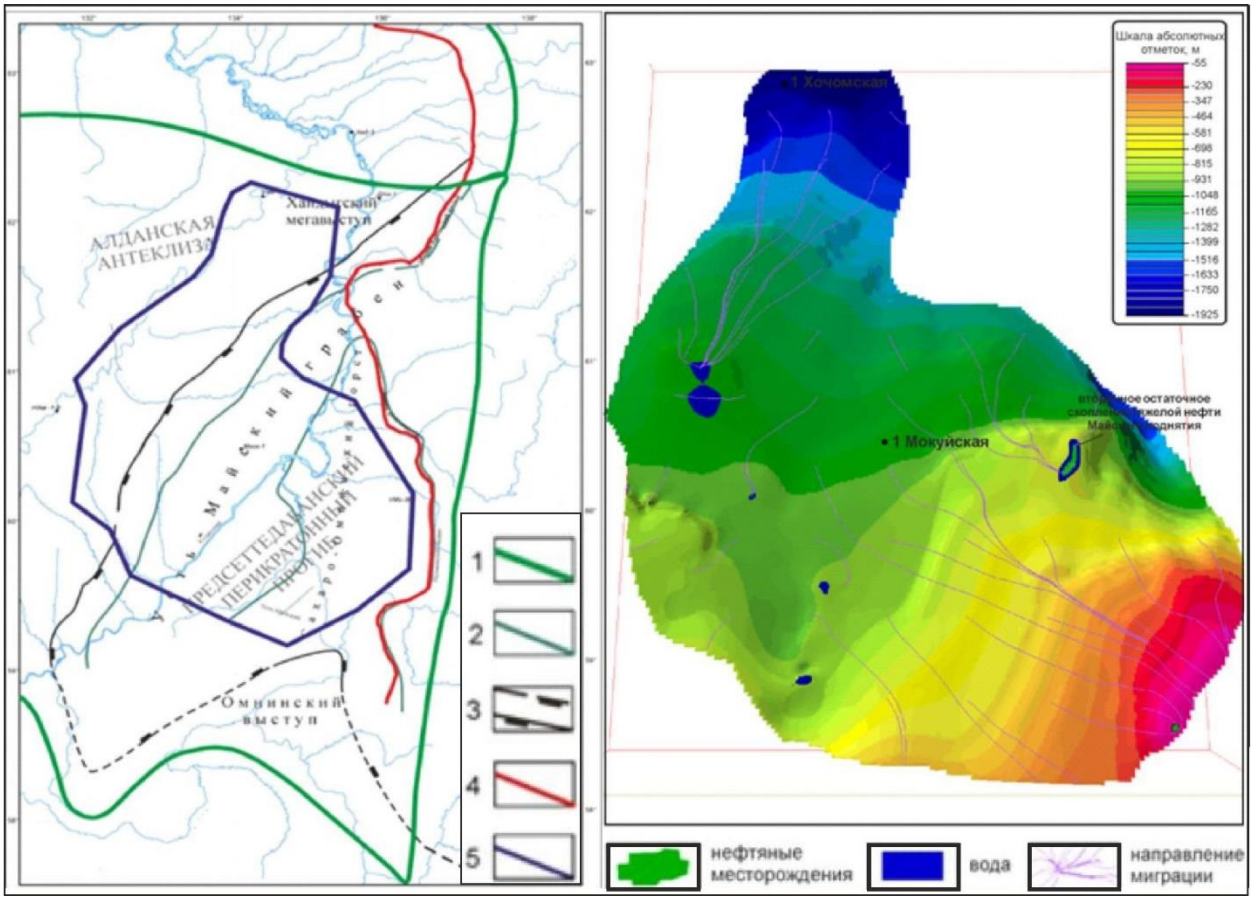


Рисунок 4.20 - Алдано-Майская площадь. Кора выветривания по рифейским отложениям. Temis 3D модель миграции и аккумуляции УВ [18ф]

Слева - положение модели. Справа – модель. 1-границы нефтегазогеологического районирования; 2-тектонические границы Усть-Майского грабена; 3-тектонические границы Предсеттедабанского прогиба (установленные (сплошная линия) и предполагаемые); 4-надвиговый фронт; 5-границы района 3D бассейнового моделирования.

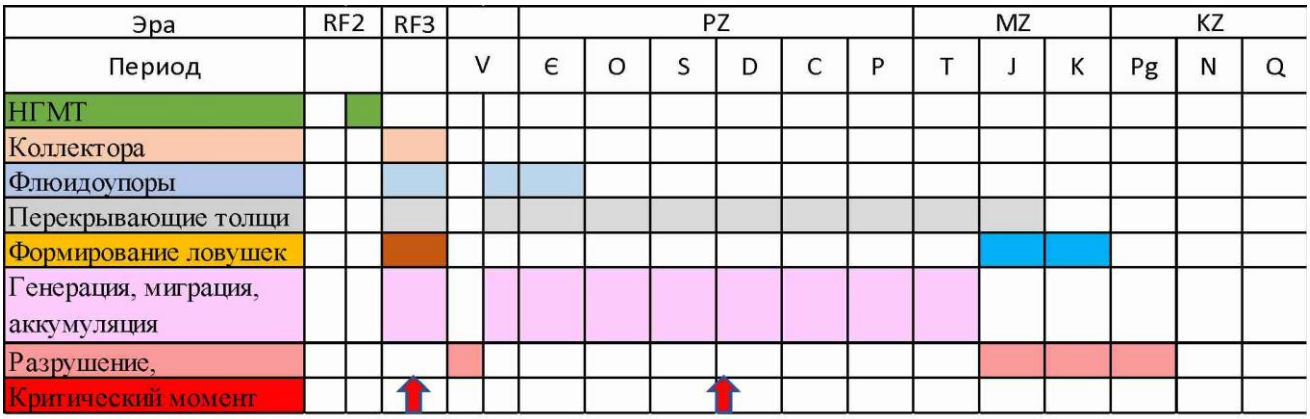


Рисунок 4.21 - Схема Алдано-Майской проблемной нефтегазовой системы

Генерация во время второго критического момента могла иметь место в районах накопления мощного чехла в пределах современного Сетте-Дабана. Однако именно эти районы в конце мезозоя подверглись максимальному тектоногенному воздействию (Рисунок 4.21). Дальнейшему разрушению вторичных скоплений способствовало отсутствие галогенного экрана. Temis 3D модели миграции и аккумуляции УВ с прогнозом нефтегазоносности показаны применительно к потенциальному коллектору, приуроченному к коре выветривания по рифею (Рисунок 4.20). Для обнаружения вторичных остаточных скоплений тяжелой нефти, возможно, перспективны объекты, выявленные на востоке и северо-востоке территории. Таким образом, для оценки прогнозных ресурсов нефти районов Предсеттедабанского прогиба важнейшую роль играет коэффициент аккумуляции и сохранности залежей УВ. При проведении количественной оценки 2012 года применялись предложенные ранее [3ф] коэффициенты аккумуляции для различных участков в интервале от 0,3 до 1,0 %. По всей видимости, даже эти коэффициенты аккумуляции могут быть завышенными по таким причинам как: отсутствие регионального флюидоупора, моноклинальный структурный план стратифицированных осадочных толщ, древний возраст основных фаз нефте- и газообразования, после которых было несколько периодов тектонической активизации различной степени. Таким образом, первостепенно важным для этой территории является вопрос изолированности недр в областях аккумуляции и отдельных зонах нефтегазонакопления. Специального выделения и изучения зон нефтегазонакопления, как систем однотипных ловушек, до 2013 года на этой территории, вероятно, не проводилось. В 2013 году входе выполнения исследований в рамках объекта 7Ф-14 [16ф] автором был сделан ретроспективный обзор ЗНГН для Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В этой связи необходимо отметить работу В.С.Ситникова и В.П.Жерновского [208], в которой на востоке Алданской антеклизы было намечено две потенциальные ЗНГН и одна потенциальная мегазона НГН, связанные с переходом от рифового комплекса к доманикоидам кембрия (Среднеамгинская ЗНГН), с выклиниванием отложений рифея (Майская ЗНГН), с терригенными и карбонатными отложениями рифея и палеозоя автохтона и верхнего палеозоя,

нижнего мезозоя аллохтона (Нижнеалданская мегазона НГН). Слабым местом этих прогнозов является невысокая степень геолого-геофизического обоснования нефтегазовых систем (генерация-миграция-аккумуляция-сохранность). В отмеченных выше работах [16ф, 18ф] доказывается превалирующая отрицательная роль фактора отсутствия регионального, надёжного и долгоживущего флюидоупора для Предсеттедабанского прогиба, в пределах которого выделять в настоящее время перспективные зоны нефтегазонакопления представляется весьма оптимистичным.

Моделирование процессов нефтегазообразования, миграции и сохранности залежей, выполненное на основании данных отчета 2010 года [18ф] (Рисунок 4.21), показывает, что большинство сформированных на предвендском и венд-палеозойском этапах осадконакопления залежей УВ в пределах Предсеттедабанского прогиба должно было быть разрушено, преимущественно в результате предвендского и позднемезозойского тектогенезов. Кроме того, нужно принимать во внимание гигантские временные промежутки с момента генерации, которые с учетом латеральной и вертикальной миграций по наклонным пластам, небольшим трещиноватым зонам и элементарной диффузии, приобретают решающее отрицательное значение.

4.3.2.2. Предпатомская промышленная нефтегазовая система

Предпатомская нефтегазовая система, вероятно, является в настоящее время главной нефтегазовой системой Сибирской платформы. При этом степень её изученности в части процессов генерации довольно низкая. Во многом это произошло по причинам, описанным выше. Исторически месторождения углеводородов Непско-Ботуобинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени открывались преимущественно с помощью бурения, в меньшей степени сейсморазведки (значительная часть подготовленных антиклиналей не подтвердились, при этом скважины непрогнозируемо вскрыли залежи в литологически экранированных ловушках). Высокая плотность ресурсов при уникальной изолированности докембрийского интервала недр позволяла и позволяет до сих наращивать запасы без глубокого изучения процессов нефтегазообразования. При этом гигантские размеры отдельных месторождений свидетельствуют в пользу наличия их связи с масштабным очагом нефтегазовой генерации.

Характер распределения месторождений, структурный план возможного транзитного резервуара, положение нефтяной и газовой зон, другие факторы доказывают латеральный характер Предпатомской нефтегазовой системы. Соответственно, как и было установлено [80, 338] генерационный очаг должен существовать в автохтоне Байкало-Патомской складчатой области, в районе её сочленения с внутренними частями Предпатомского перикратонного прогиба. В качестве признаков наличия такого очага генерации в настоящее время справедливо

принимаются многочисленные черносланцевые толщи в пределах складчатой области (Рисунок 4.22). Хотя рисунок 4.22 весьма трудно читаем из-за повторяющихся подписей условных обозначений и близких оттенков заливок, он дает представление о широчайшем, вероятно, остаточном углеродном и, даже, углеводородном насыщении складчатых образований Байкало-Патомской области.

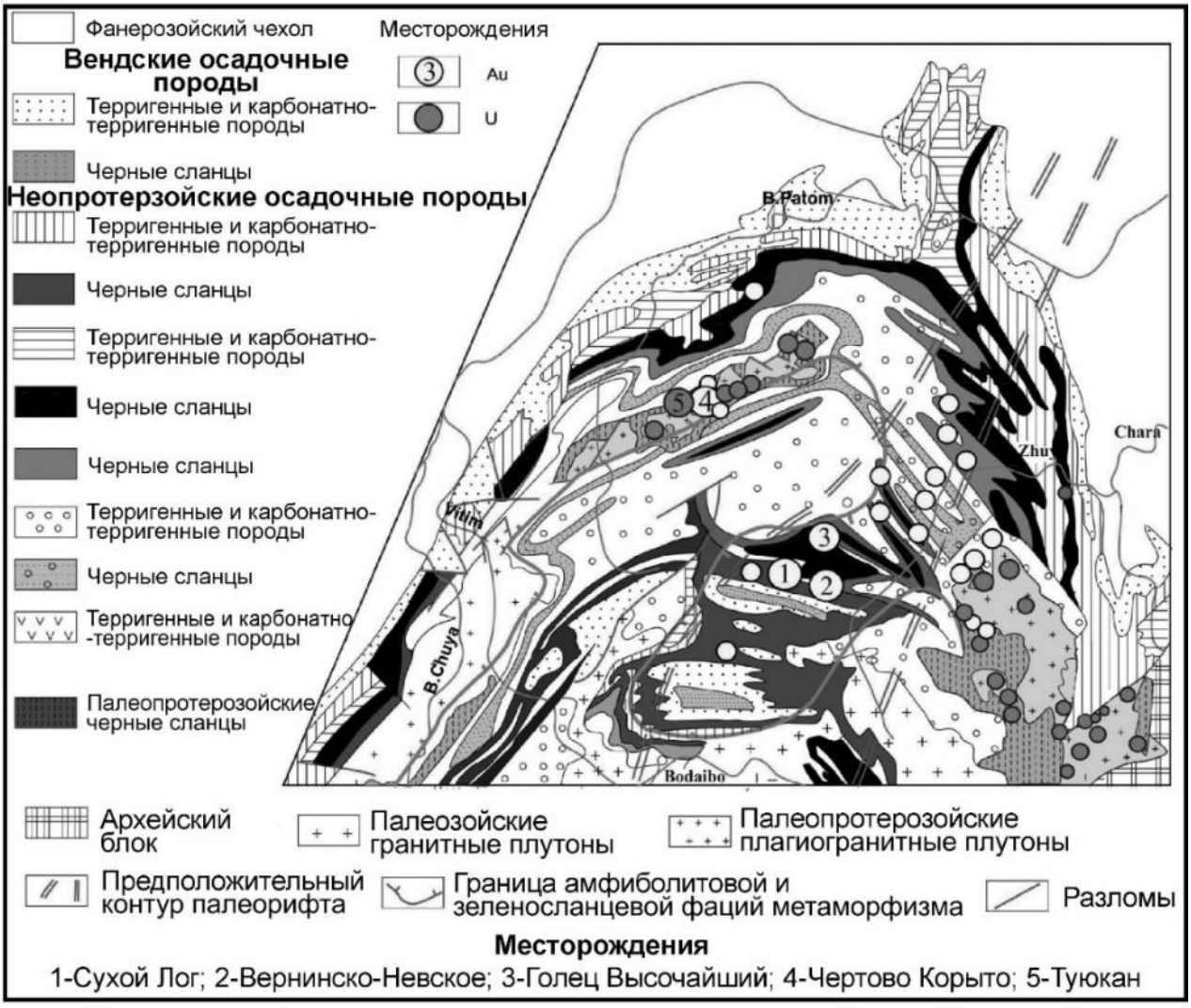


Рисунок 4.22 - Распространение черносланцевых толщ Байкало-Патомской складчатой области на схеме распределения месторождений Au и U на территории Северного Забайкалья [23]

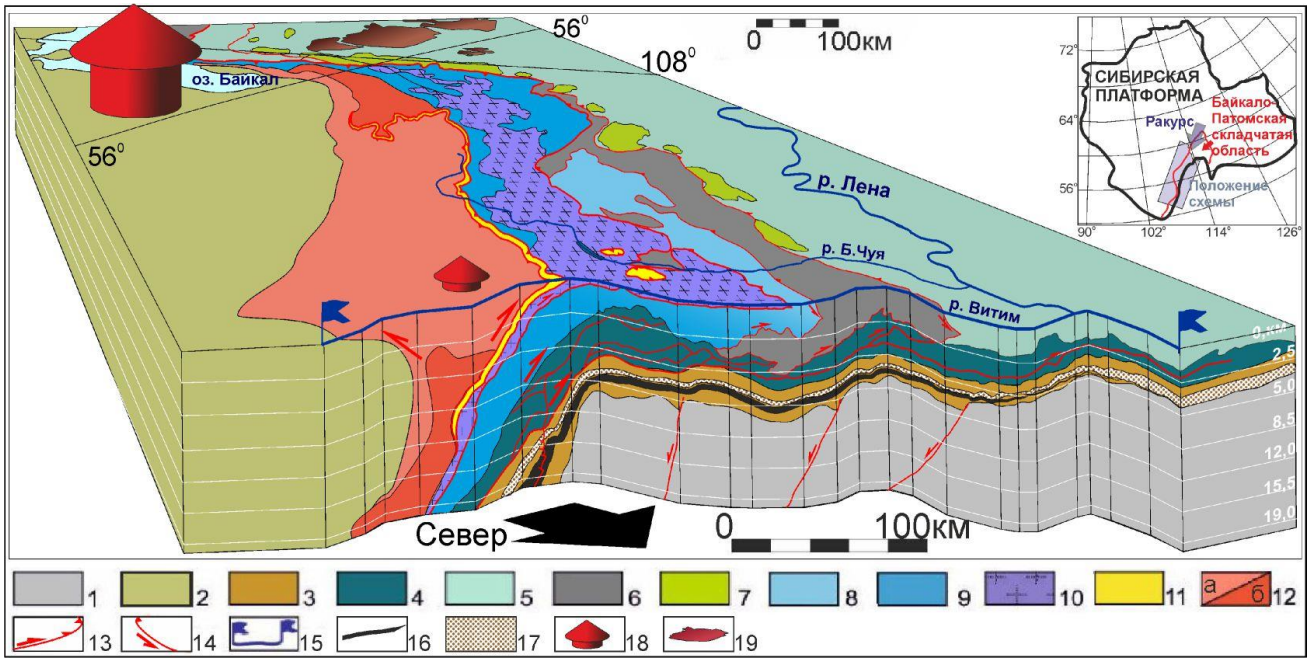


Рисунок 4.23 - Трехмерная геодинамическая модель каледонской Байкало-Патомской складчатой области

1 –фундамент; 2–нерасчлененные образования тыловых зон складчатой области; 3-6- складчатая область: 3 – слабо измененные преимущественно терригенные вендские (верхнерифейские-?) толщи автохтона, 4 –преимущественно карбонатные вендские толщи в т.ч. аллохтона; 5 – нижнекембрийский комплекс; 6 – преднадвиговые карбонатные, сланцевые дуплексы аллохтона, в т.ч. моласса; 7 – ядра преднадвиговых синформ; 8-12 - прогиб: 8 –метаморфизованные до зеленосланцевой фации толщи аллохтона; 9 – интенсивно метаморфизованные толщи чехла;10 – синколлизионные стратиформные граниты; 11 – тектонокластиты тепторгинской серии; 12 – мигматизированные толщи, преимущественно а) диатектитовые, б) метатектитовые; 13 – надвиги; 14 – поддвиги; 15 – профиль «Витим»;16-предполагаемые нефтегазоматеринские толщи (вне масштаба); 17-транзитные резервуары; 18-относительные условные масштабы кайнозойских предрифтогенных воздыманий; 19-контуры газоконденсатных залежей Ковыктинского и других месторождений.

Маловероятно, что нефтегазоматеринские толщи могли формироваться в каком-либо бассейне седиментации в таких объемах и пропорциях. Поэтому, черносланцевые толщи Байкало-Патома рассматриваются без должной глубокой верификации в качестве нефтегазоматеринских, вероятнее всего, ошибочно. Более обоснованную в свете современных знаний о генезисе метагенетических стратиформных образований в областях складчатости гипотезу пока, вероятно, никто не предлагал. В этом контексте критической является наша сегодняшняя неспособность в масштабном хаосе черносланцевых толщ «отделить зерна от плевел». Ошибочная уверенность в том, что мы понимаем природу черносланцевых толщ, не позволяет выполнить действительно качественные исследования нефтегазоматеринских свойств

осадочного чехла в этом регионе. Такие исследования, несомненно, вывели бы изучение нефтегазовых систем Восточной Сибири на новый, современный уровень.

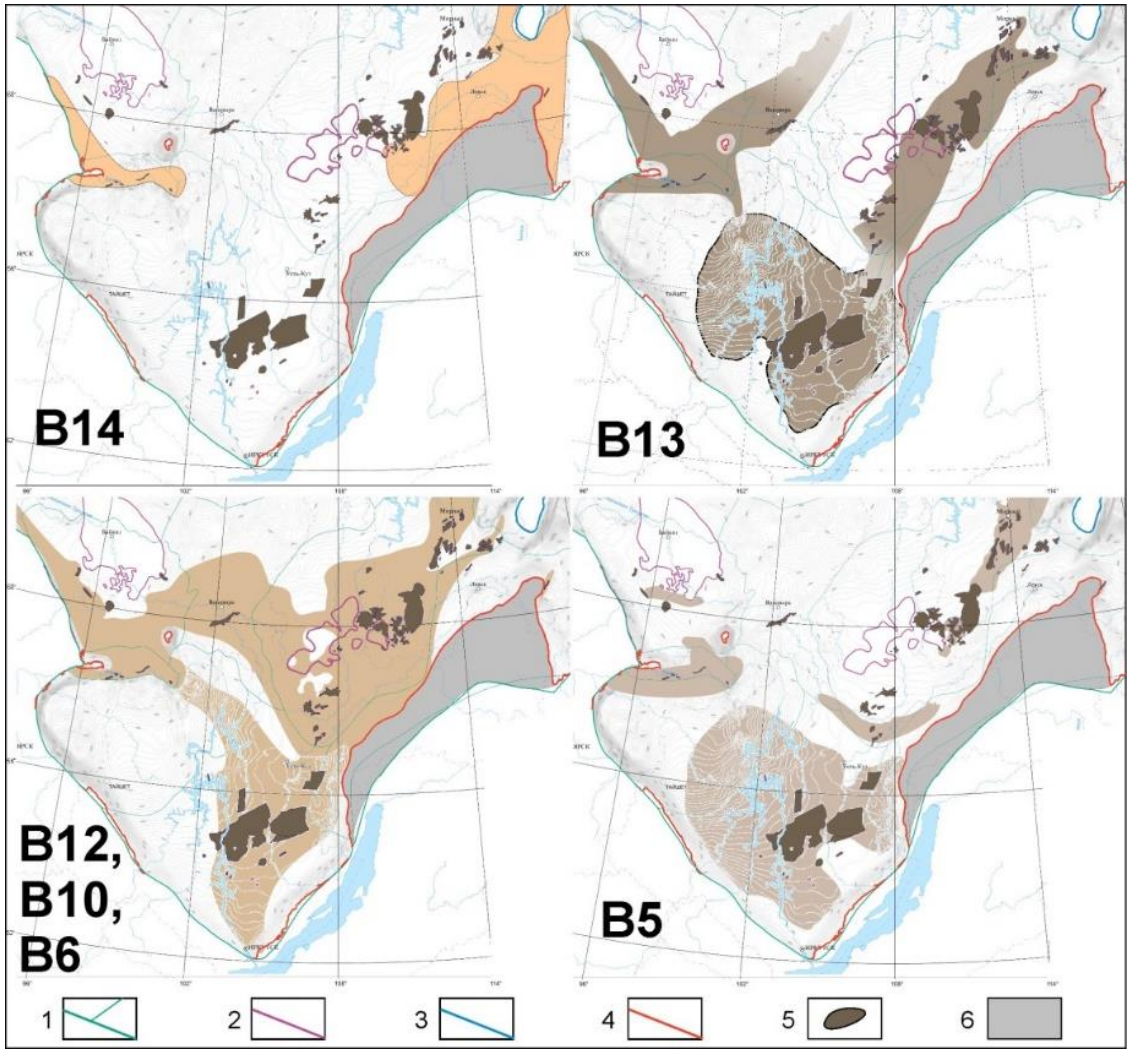


Рисунок 4.24 - Схемы распространения продуктивных горизонтов (транзитных резервуаров) терригенного венда Сибирской платформы B_{14}-верхневилючанского и его аналогов; B_{13}-талахского и его аналогов; B_{12},B_{10},B_6 – улаханского, хамакинского и его аналогов, харыстанского; B5-ботуобинского, парфеновского и их аналогов [17ф]

1-границы нефтегазоносной провинции и областей; 2-отсутствие тирского горизонта (тирское окно); 3-предъюрское эрозионное окно, Сунтарский свод; 4-границы складчатых областей и выходов фундамента; 5-контуры месторождений УВ; 6-Байкало-Патомская складчатая область

С другой стороны, в отечественной нефтегазовой геологической практике до сих пор не получили распространения в качестве объекта отдельного этапа исследований сами нефтегазовые системы (см. раздел 2.2.3), тем более НГС Сибирской платформы. В работе В.В. Пайразяна [167] в пределах Сибирской платформы по возрастному или стратиграфическому принципу (положение в разрезе осадочного чехла) выделено несколько углеводородных систем и подсистем. Руководствуясь, казалось бы, теми же подходами и принципами, что и Ж.Демезон

(см. раздел 2.2.3) автор приходит к несколько другим результатам, когда выделение НГС происходит не по принципу очаг - зона транзита – область аккумуляции, а путем «нефтегазоносного комплексирования» [167]. В результате вместе оказались объединены гигантские территории с, очевидно, разными механизмами нефтегазосбора. Вероятно, несколько нефтегазовых систем и их фрагменты.

Более обоснованный способ выделения и анализа нефтегазовых систем Лено-Тунгусской провинции отмечается в работе [59]. В целом, использованный подход к изучению процессов, как пишут авторы, «формирования УВ системы НГБ» является, несомненно, шагом вперед по сравнению с традиционным для восточносибирской геологии исследованием нефтегазоносных комплексов, поскольку позволяет учесть основные моменты и события нефтегазовой истории. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления на территории промышленной нефтегазоносности в пределах Лено-Тунгусской НГП достаточно подробно рассмотрены в исследовательской работах [23ф, 18ф]. В результате, на основе геодинамического анализа и реконструкции процессов нефтегазовой генерации, миграции и аккумуляции, построены схемы распространения очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления. Однако эти построения до настоящего времени не имели корректной и проработанной геологической основы, региональной модели геологического строения, такой каковая и была создана в рамках настоящего исследования (Рисунок 4.23). Именно на такой основе необходимо реконструировать события геологической истории региона, нефтегазогенерационные процессы.

Анализ взглядов предыдущих исследователей на историю процессов нефтегазообразования, в результате которых были сформированы месторождения Предпатомского прогиба и Непско-Ботуобинской антеклизы, показывает, что большинство отечественных геологов, занимающихся этим регионом, в общем, учитывает следующие основные характерные черты нефтегазовой системы юго-востока Сибирской платформы. Во-первых, признается докембрийский возраст источников углеводорода [8, 81, 94, 211, 303]. Во-вторых, устанавливаются контуры очага нефтегазовой генерации в погруженных частях современного Предпатомского прогиба, в том числе, под надвигами Байкало-Патомской складчатой области [23ф, 18ф]. В-третьих, взаимное положение очага генерации и области аккумуляции указывает на значительные масштабы латеральной миграции, сравнимые с величинами в сотни км по другим латеральным НГС мира [330]. Вместе все это свидетельствует в пользу выделения на территории юго-восточной периферии Сибирской платформы Предпатомской латеральной изолированной нефтегазовой системы (см. раздел 2.2.3).

Транзитным уровнем, слоем или резервуаром этой системы, вероятно, являлись терригенные горизонты верхнего рифея (верхневилючанский, $В_{14}$), нижнего венда ($В_{10}$, $В_{12}$, $В_{13}$) и верхневендского ботуобинского горизонта ($В_5$) (Рисунки 4.26, 4.27). Нефтегазоматеринские

толщи имеют, вероятнее всего, докембрийский возраст. Однако вопрос этот изучен весьма слабо, и более-менее уверенно можно говорить лишь о генерационном потенциале нижневендских образований [246]. При этом представления о характере инаправленности процессов генерации и эмиграции УВ, позволяют выполнить качественный прогноз расположения генерационного очага. Такой прогноз был сделан П.Н. Соболевым в 2014 году [23ф] (Рисунок 4.26).

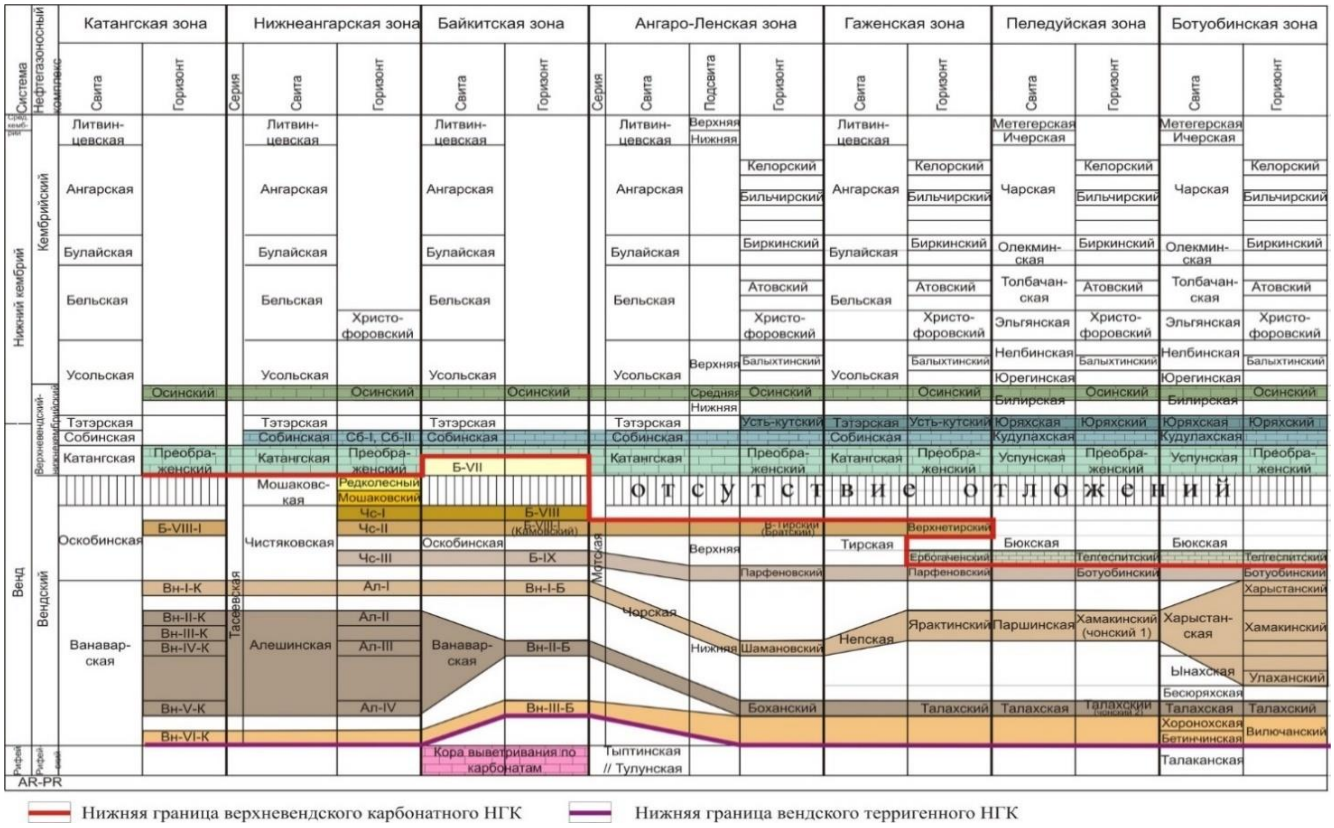


Рисунок 4.25 - Схемы корреляции продуктивных горизонтов Лено-Тунгусской НГП [17ф]

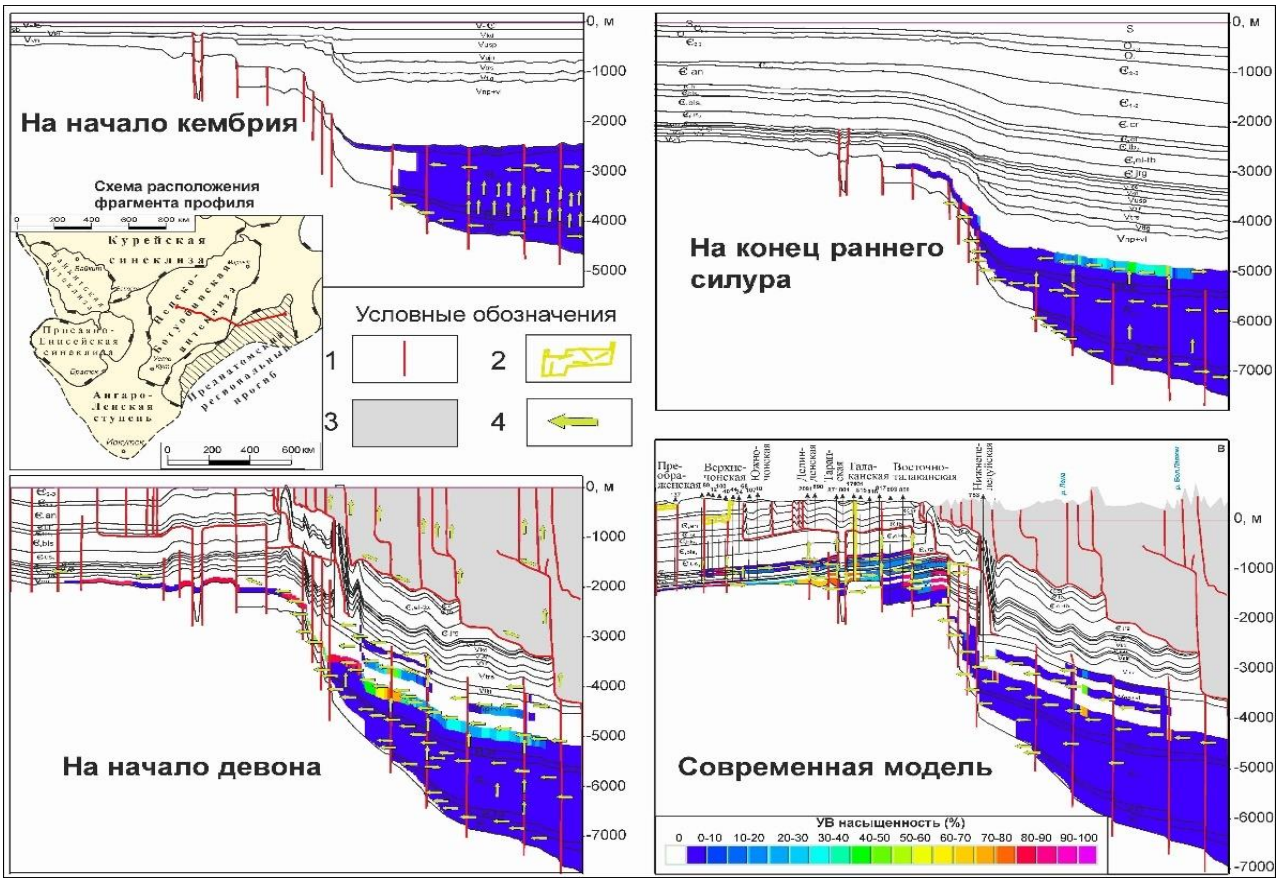


Рисунок 4.26 - Модель генерации и аккумуляции УВ Предпатомской НГС [по 18ф]

Условные обозначения к Рисунку 4.26. на след. стр.

1- рарывные нарушения; 2-трапповые интрузии; 3-зона надвигов и шарьяжных перекрытий; 4-направления миграции УВ.

Им в 2016 году для районов Предпатомского прогиба в рамках исследовательских работ [16ф], выполнены количественные расчеты интенсивности эмиграции жидких битумоидов и генерации газообразных углеводородов для докембрийских уровней (Рисунок 4.27). По причинам, описанным выше, вероятно, нельзя рассматривать полученные цифры в качестве корректной количественной оценки. Недостаточен объем знаний о различных параметрах нефтегазоматеринских пород. Имеет место непонимание не только природы УВ насыщения черносланцевых толщ, но и генезиса последних. С другой стороны, качественный прогноз на основе подобных подсчетов представляется вполне уместным. Для того, чтобы составить представление о реализации процессов нефтегазовой генерации-аккумуляции необходимо понять, каким был структурный план транзитного горизонта (или горизонтов) на время образования основных масс УВ.

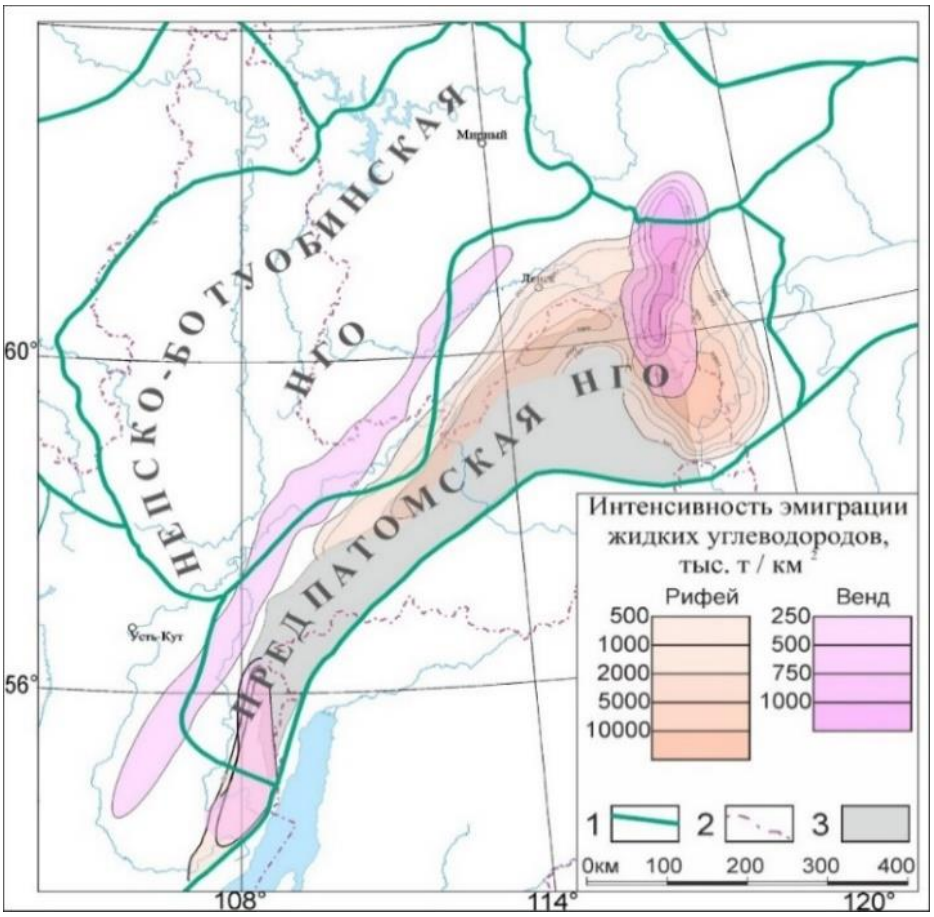


Рисунок 4.27 - Схема интенсивности эмиграции битумоидов в отложениях верхнего рифея и венда Предпатомского прогиба [по данным 16ф]

Границы (1-3): 1-НГО; 2-административные; 3-Байкало-Патомская складчатая область.

Наиболее важной структурной поверхностью для определения направлений миграции и областей аккумуляции является кровля нижневендского непского стратиграфического горизонта. Основной объем генерированных УВ-флюидов был сформирован при максимальном погружении нефтегазоматеринских толщ, приблизительно к середине палеозоя, концу силурийского периода (Рисунок 4.30). Соответственно, выполнить построения структурного плана транзитных горизонтов можно на основе анализа мощностей, накопленных в промежуток времени с начала позднего венда до конца силура. Анализ мощностей выполнялся в ходе исследовательских работ [23ф, 18ф].

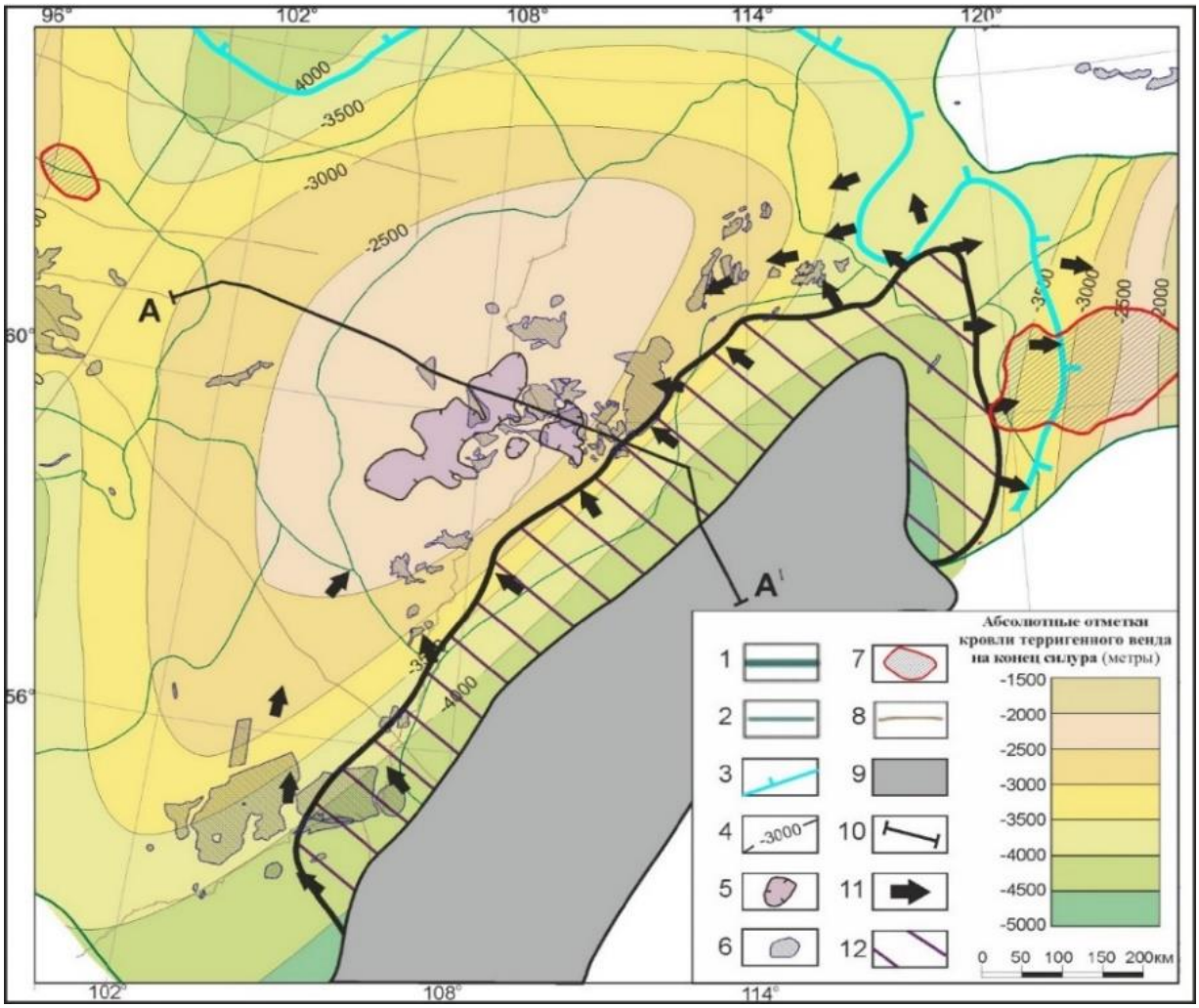


Рисунок 4.28 - Схема латеральной изолированной богатой Предпатомской нефтегазовой системы на критический момент, конец силура

Границы (1-3): 1-НГП; 2-НГО; 3-современного распространения нижнекембрийских солей (внешняя); 4- палеоотметки кровли венда; 5-отсутствие тирских отложений (тирское окно); 6-месторождения УВ по состоянию на 01.01. 2013; 7-современные поля поверхностных битумопроявлений; 8-основные сейсмопрофили; 9-приблизительные контуры Байкало-Патомской складчатой области в конце силура; 10-палеопрофиль (см. Рисунок 4.36); 11-направления миграции УВ; 12-очаг нефтегазовой генерации.

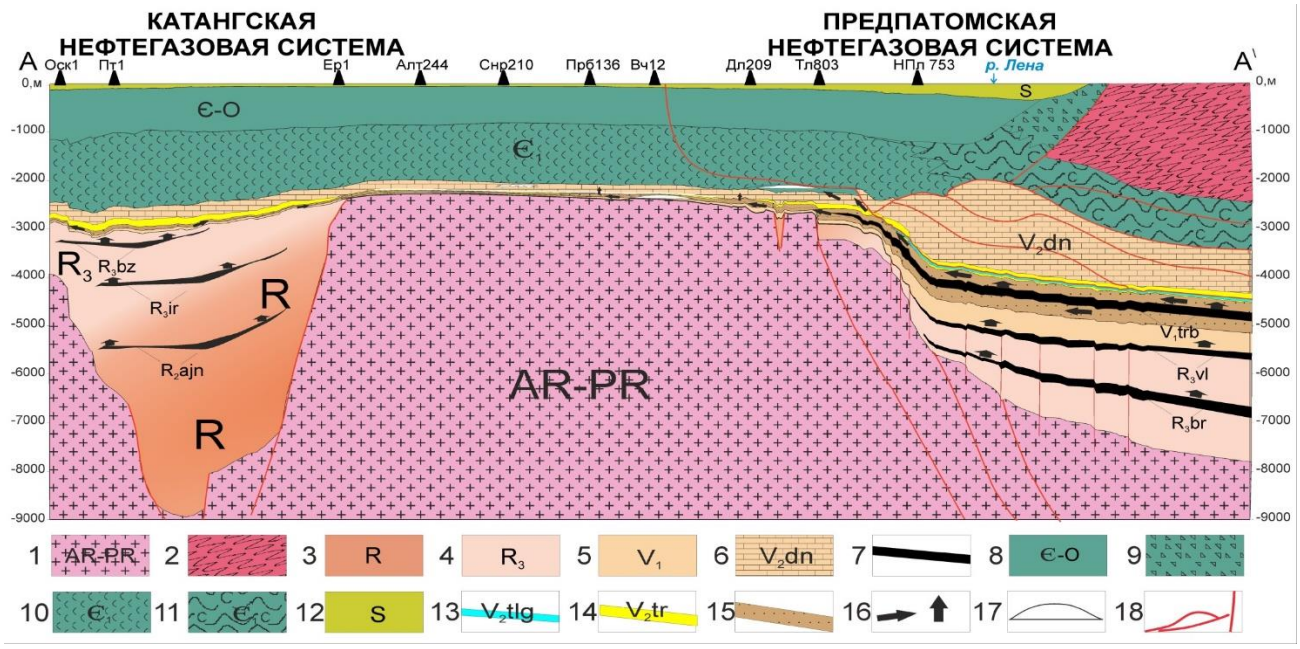


Рисунок 4.29 - Схематический разрез латеральной изолированной богатой Предпатомской и вертикальной изолированной бедной Катангской нефтегазовых систем на критический момент, конец силура

Положение см. на рисунке 4.26.

1-фундамент; 2-каледониды Байкало-Патомской складчатой области; рифей (3-4): 3-нерасчлененный; 4- рифей; 5-нижний венд; 6-даниловский горизонт верхнего венда; 7-НГМТ:V_1trb-тирбесская, R_3vl-валюхтинская, R_3br-баракунская, R_3bz-безымянная, R_3ir-ирэмекенская, R_2ajn-аянская; 8-кембрий-ордовик; нижний кембрий (9-11): 9-выщелоченный; 10-соленосно-карбонатный; 11-интенсивно дислоцированный; 12-силур; 13-телгеспитские соли; 14-тирский горизонт верхнего венда; 15-терригенные транзитные горизонты нижнего венда; 16-пути миграции; 17- залежи УВ; 18-разломы (надвиги, поддвиги, сбросы).

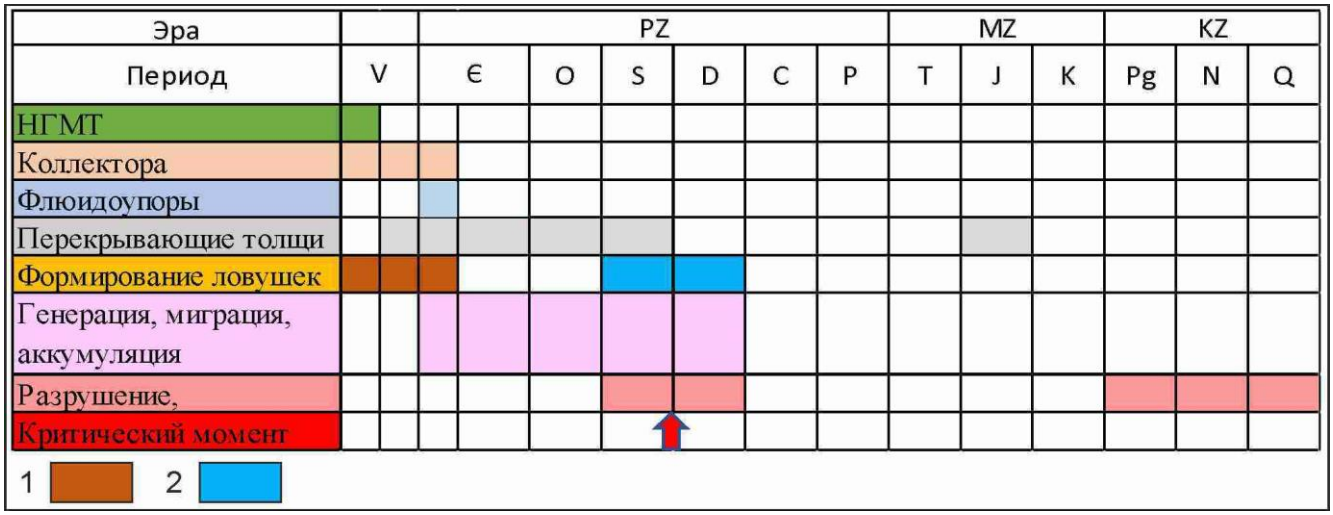


Рисунок 4.30 - Схема латеральной, изолированной Предпатомской нефтегазовой системы

Ловушки: 1-литологически экранированные; 2-структурные

На основе этих данных на критический момент, конец силура построены карта-схема латеральной изолированной Предпатомской нефтегазовой системы (Рисунок 4.30) и схематический разрез (Рисунок 4.29), пересекающий две нефтегазовые системы: латеральную изолированную Предпатомскую НГС и вертикальную изолированную Катангскую НГС.

То, что Предпатомская НГС имеет латеральный характер, подтверждается наличием крупных нефтяных месторождений по периферии прогиба. Отсутствие НГМТ вблизи этих месторождений указывает на значительные масштабы латеральной миграции, подобные описанным [330]. Современные гигантские масштабы нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы подтверждают высокую степень изолированности докембрия, надежно экранированного соленосной толщей. Этим фактором обеспечена сохранность залежей на протяжении длительного времени, вероятно, с конца силура (Рисунок 4.30).

4.3.2.3. Приенисейская промышленная и Катангская нефтегазовые системы

На современном западе Сибирской платформы выделяется Приенисейская нефтегазовая система. Она, возможно, является одновозрастной и была первоначально построена в структурном отношении аналогично Предпатомской НГС. Общие моменты развития и строения этих систем установлены на основе анализа особенностей геодинамического развития [142]. История геодинамики запада Сибирской платформы, восстановленная с учетом многочисленных данных известных из публикаций, собственных полевых и камеральных исследований, была описана в Главе 3. Как можно заметить, при том, что эти реконструкции основаны на фактических результатах серьезных исследований они существенно пересматривают существующие (вероятно, противоречивые) представления о тектонике западной периферии Сибирской платформы, используемые сегодня в нефтегазовой геологоразведке для моделирования процессов нефтегазообразования. Попробуем разобраться в этих противоречиях. Вопрос прогноза перспектив нефтегазоносности западной периферии Сибирской платформы имеет весьма большое значение в связи с освоением уже открытых гигантских нефтегазоконденсатных месторождений в районе Камовского свода. Кроме того, территория левобережья Енисея оценивалась весьма высоко на протяжении последних десятилетий прошлого века такими видными геологами-нефтяниками как А.А.Трофимук и А.Э Конторович [242, 91]. Вопросам перспектив этих земель посвящены достаточно новые и во многом обобщающие научные исследования, например, докторские диссертации: Ю.А.Филипцова [249] – геологическому строению, геохимии и нефтегазоносности рифея Сибирской платформы, Ю.Ф. Филиппова [248] – углеводородным перспективам Предъенисейского прогиба, кандидатская диссертация А.Н. Процко [183] – геологическому строению и нефтегазоности Байкитской антеклизы, и т.д.

Можно констатировать, что в названных выше работах представлены практически все серьезные и самые актуальные оценки, и теоретические воззрения на данные проблемы.

Рассмотрим сначала геодинамические основы. Характерно, что, хотя, как отмечает А.Н.Процко [183]:

“Юго-западная часть Ангаро-Котуйского прогиба имеет мозаичное строение с амплитудами вертикальных смещений по разломам до 1,0 – 1,5 км, а контакт кристаллического фундамента и юрубченской, и мадринской свит носит дизъюнктивный характер.”

и далее

“Восточный борт прогиба при этом характеризуется постепенным выклиниванием рифейских толщ на довендскую эрозионную поверхность.”

в работе, судя по содержанию автореферата, не делается попытки переосмыслить чисто рифтогенную природу рифейских прогибов.

По вопросу геодинамической природы рифейских прогибов Ю.А. Филипцовым в главе диссертации Тектоника рифейского комплекса осадочного чехла западной части Сибирской платформы приводится следующая констатация [249]:

“Ангаро-Котуйский рифейский прогиб является внутриплатформенным. Он начинается на юге от входящего (по Н.С.Шатскому) Иркинеевского угла западной границы Сибирской платформы и прослеживается на восток – северо-восток до Чадобецкого поднятия и далее – до поселка Ванавара (где его осевая часть испытывает поворот на север) и прослеживается, судя по выше названным широтным региональным сейсмопрофилям, до широтного течения реки Нижняя Тунгуска и затем - далее на север, до бассейна нижнего течения реки Котуй. Южная ячея этого прогиба выделялась первоначально в качестве Иркинеево-Чадобецкого, а затем Иркинеево-Ванаварского рифейского авлакогена. В бассейне нижнего течения р. Котуй ранее М. К. Калинко выделялся Нижнекотуйский рифейский прогиб, а затем В.С. Сурковым с соавторами более протяженный – Котуйско-Вовуканский осадочный бассейн (авлакоген).”

То есть, можно достаточно уверенно утверждать, что рифтогенная или авлакогенная модель рифейских прогибов Сибирской платформы на сегодняшний день не подвергается сомнению [223]. Из такого подхода не совсем понятными выглядят палеоструктурные модели и палеотектонические разрезы, на основе которых анализируется история катагенетического преобразования рифейских нефтегазоматеринских толщ (Рисунок 4.31). Даже беглого взгляда на эти разрезы достаточно, чтобы прийти к выводу, что на этой территории в предвендском (вероятнее всего, в середине позднерифейского, порядка 850 миллионов лет назад) времени произошло глобальное событие, приведшее к достаточно интенсивной дислоцированности и денудации гигантских объемов осадочных пород.

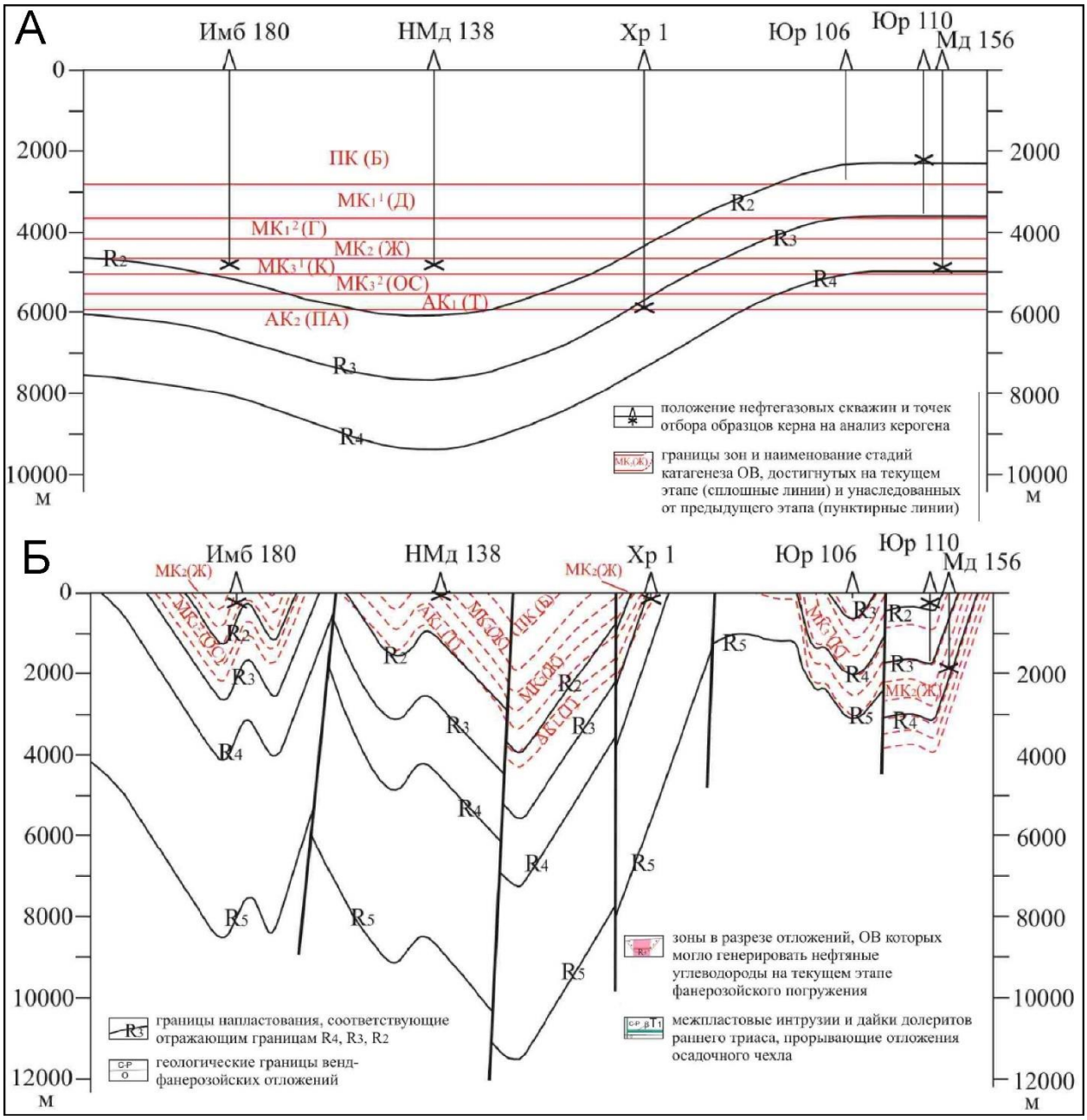


Рисунок 4.31 - Палеотектонические разрезы по линии 1: А) на момент наибольшего погружения отложений в рифейское время; Б) на время предвендской пенепленизации территории [249]

Если рассмотреть положение отражающего горизонта R4 в районе скважины Хоркичская-1 на рисунке 4.31, вертикальную амплитуду этого размыва можно оценить величиной около 8000 метров. Вероятно, не существуют другие геологические обстановки Земного шара, кроме оргенных, способные создавать такие области денудации. Механизмы орогенеза, в свою, очередь бывают разные. Наиболее распространены, а в случаях масштабных горообразований, вероятно, безальтернативны, конвергентный коллизионный и транспрессионный.

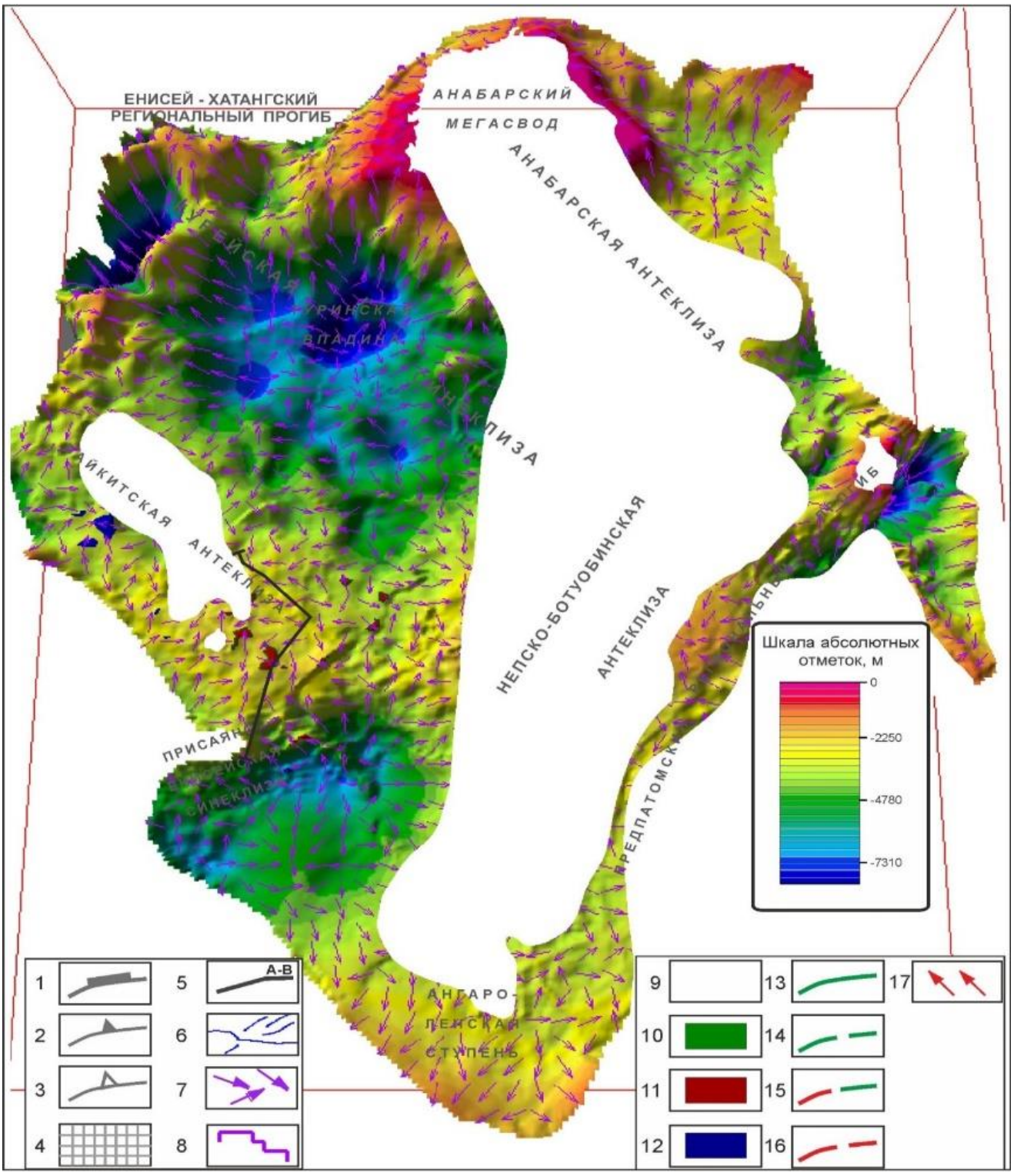


Рисунок 4.32 - 3D палеоструктурная модель миграции и аккумуляции УВ рифейского мегарезервуара Сибирской платформы. Второй критический момент. Основа - кровля рифея. Силурийский период [18ф]

Условные обозначения к Рисуноку 4.32 на след. стр.

1-границы крупнейших тектонических элементов; 2-границы крупных тектонических элементов; 3-границы средних тектонических элементов; 4-зона предполагаемых шарьяжных перекрытий; 5-профили 2D-моделирования; 6-направление сублатеральной миграции; 7-палеонаправление сублатеральной миграции; 8-границы площадей дренирования; 9-современная зона отсутствия отложений; 10-нефть; 11-газ, конденсат; 12-вода; 13-крупные зоны нефтегазонакопления; 14-потенциальные зоны преимущественного нефтегазонакопления; 15-потенциальные зоны нефтегазонакопления с высоким содержанием газа и конденсата; 16-потенциальные зоны преимущественного газонакопления; 17-направление миграции УВ из Предпатомского прогиба

И тот, и другой характеризуются обширным развитием горизонтальной надвигово-поддвиговой дизъюнктивной дислоцированности. В связи с такой геодинамикой формируется обратная вертикальная метаморфогенная и, в какой-то мере, вероятно, катагенетическая зональности. Органическое вещество верхних аллохтонных пластин, часто, будет преобразовано сильнее. Если же учесть, что генерационно-аккумуляционные процессы нефтегазовых систем включают в себя такие аспекты, как характер миграции и условия сохранности (см. раздел 2.2.3), возможно, сделанные на основе такого анализа выводы будут выглядеть не совсем корректными.

Имеющихся данных достаточно, чтобы факты геологической истории и закономерности распределения органического вещества в осадочных породах рассматриваемого региона с некоторыми допущениями попытаться свести в виде табличных и двумерных схем нефтегазовой системы запада Сибирской платформы.

Как справедливо отмечает Ю.А.Филипцов [249]:

“ОВ значительной части рифейских отложений в приосевой зоне Иркинеево-Ванаварской ячеи Ангаро-Котуйского прогиба было преобразовано еще в рифее до высоких стадий: $МК_3^1$(К) и выше. На этапе предвендского воздымания и эрозии отложений львиная часть рифейских пород, содержащих катагенетически слабо измененное ОВ, в этом районе была уничтожена эрозией. Только в самых молодых отложениях погруженных приосевых частей сформировавшихся прогибов и впадин сохранились породы с ОВ, преобразованным до стадии $МК_2$(Ж) и меньше. Также сохранились отложения с невысокой степенью катагенетической преобразованности ОВ в краевых частях Ангаро-Котуйского прогиба.

С возобновлением осадконакопления на венд-фанерозойском этапе развития эти слабо преобразованные рифейские породы были погружены на глубины главной зоны нефтеобразования (нефтяного окна) и ниже, **реализовав практически весь свой остаточный нефте-, а затем и газогенерационный потенциал.**

Первый этап фанерозойской генерации нефти и газа рифейскими материнскими породами на территории, по которой проходит профиль, начался еще в конце кембрия и достиг максимума

в конце **ордовикско-силурийского этапа погружения**, когда значительная часть самых молодых рифейских отложений в центральной части Иркинеево-Ванаварской секции Ангаро-Котуйского прогиба погрузилась в пределы главной зоны нефтеобразования (нефтяного окна), а подстилающие их породы – в глубинную зону генерации газа. В краевых частях прогиба в это время также сформировались очаги нефте- и газогенерации.”

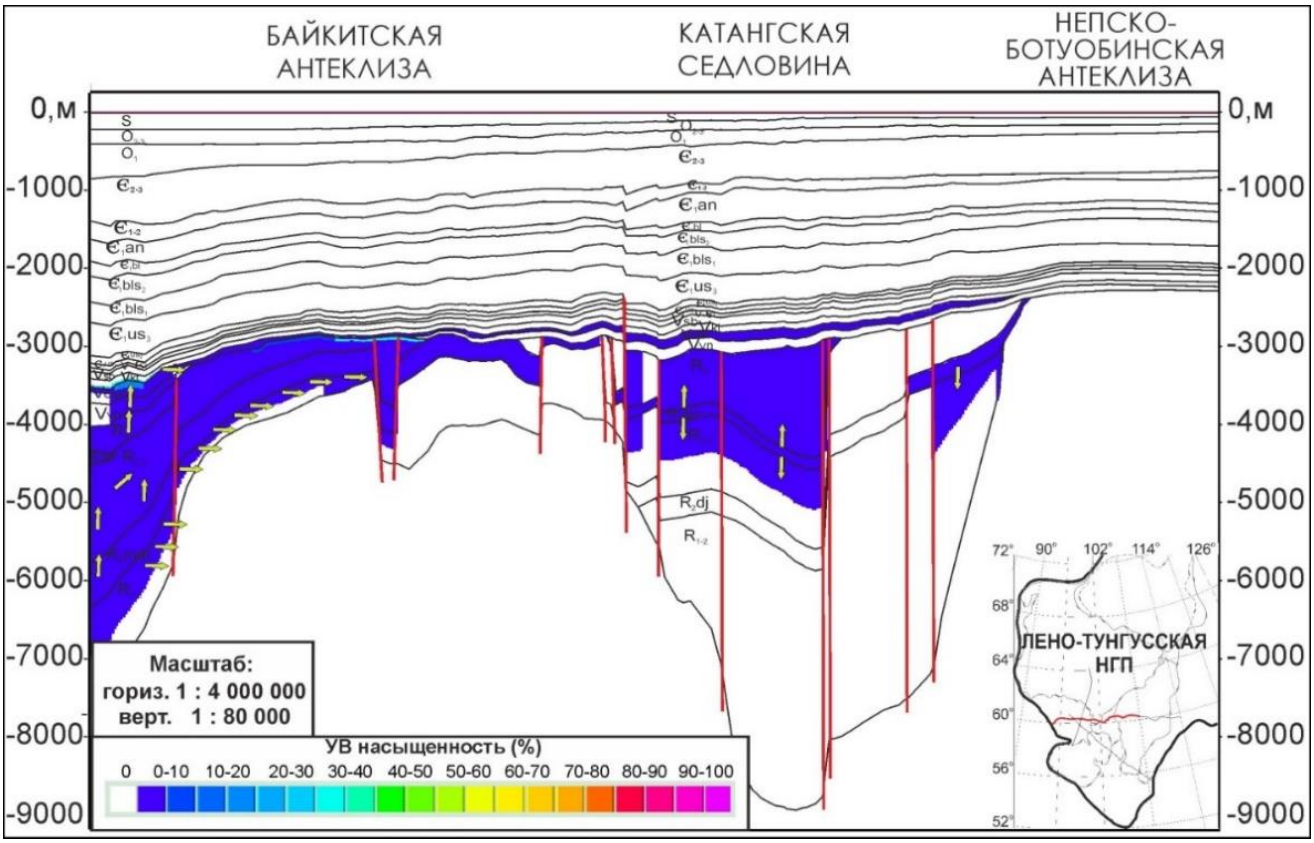


Рисунок 4.33 - Модель миграции и аккумуляции УВ по фрагменту профиля «Батолит». Второй критический момент. Силурийский период [18ф]

Таким образом, справедливо считается, что нефтегазоматеринские толщи докембрия, вероятно, как минимум дважды проходили критический момент, попадая в условия, максимально способствующие генерации углеводородов. Первый раз это событие имело место в рифее, второй, для наименее глубокозалегающих толщ в ядрах наиболее прогнутых синформных структур - ближе к середине палеозоя, возможно от конца кембрия до начала девона (Рисунки 4.32, 4.33).

Если попытаться обобщить историю гипотетической нефтегазовой системы в виде схемы, отражающей основные события нефтегазообразования в соответствии с описанными выше взглядами, доминирующими среди исследователей в настоящее время, получится следующая картина (Рисунок 4.34). В целом такая схема реализации процессов генерации УВ и нефтегазонакопления не противоречит геологической истории развития этой территории, с одной поправкой. Довендские синформные структуры основания платформы, погребенные прогибы необходимо рассматривать с учетом не только их дивергентного происхождения, но и,

весьма вероятно, конвергентной стадии развития. Последнее обстоятельство превратило окраинно платформенные, пассивноокраинные осадочные бассейны, полуграбены в предгорные прогибы, впоследствии погребенные под верхнерифейскими, вендскими и фанерозойскими осадками (см. раздел 3.2.2).

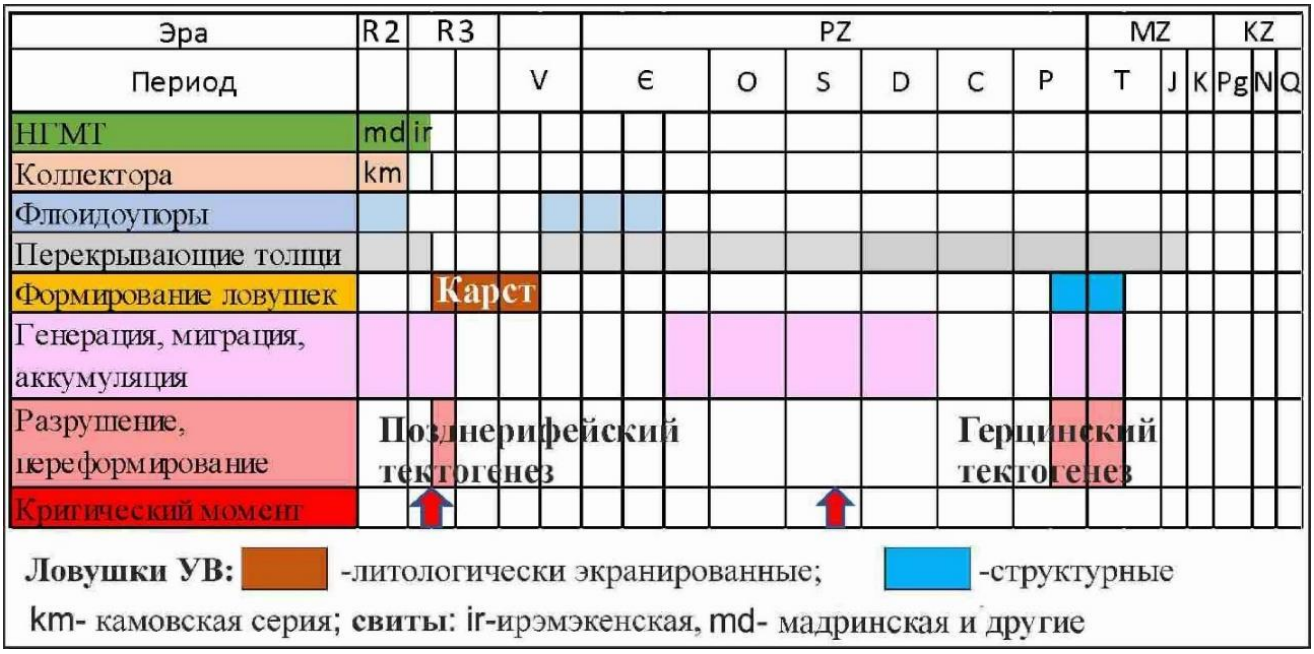


Рисунок 4.34 - Схема нефтегазовой системы западной части Сибирской платформы, построенная на основе существующих геолого-исторических представлений

В соответствии с такой моделью, приблизительно с начала позднего протерозоя до середины позднего рифея на значительной территории современной западной части Сибирской платформы формировалась система крупных внутриплатформенных рифтогенных прогибов и пассивных окраин. В их пределах в среднем рифее были сформированы различные карбонатные толщи, в том числе относительно чистые, неглинистые, легко карстующиеся разности камовской серии.

В отдельные периоды существования восстановительных обстановок осадконакопления накапливались глинистые богатые органическим веществом нефтегазоматеринские толщи, такие как среднерифейские аянская и мадринская и позднерифейская ирэмэкенская. В начале позднего рифея большинство из них были погружены на значительные глубины и, за исключением наиболее молодых образований, полностью реализовали свой нефтегазогенерационный потенциал, сформировав многочисленные и богатые залежи углеводородов.

В первой половине позднего рифея произошли недостаточно изученные коллизионные события (см. раздел 3.2.2.2.), приведшие к разрушению большинства залежей [303]. Кроме того, интенсивная дислоцированность чехла привела к формированию горного рельефа, в пределах которого на эрозионную поверхность были выведены карбонаты юрубченской и куюмбинской свит. Имея к тому моменту относительно сильную степень дизъюнктивной нарушенности,

трещиноватая матрица карбонатов этих свит выступила весьма хорошим субстратом для процессов гипергенного выщелачивания и формирования часто высокопроницаемых и высокоёмких трещинно-каверновых коллекторов.

Последовавшее в венд-фанерозойское время прогибание привело к формированию сначала локального флюидоупора представленного глинистыми базальными пачками терригенного венда, а затем и к образованию мощного регионального соленосно-карбонатного экрана, надежно изолировавшего УВ в нижележащих резервуарах. Кроме того, новый мощный седиментогенез обусловил погружение верхних, не прошедших ГФН пород, в первую очередь ирэмекенской свиты, на глубины главного окна нефтеобразования. Критический момент максимальной генерации и аккумуляции нефти и газа, вероятно, пришелся на промежуток времени от позднего кембрия до конца силура [249, 337, 18ф]. Активные внутриплатформенные тектонические и магматогенно-метаморфические процессы, имевшие место на границе палеозоя-мезозоя, не оказали критического воздействия на существовавшие в рифейском нефтегазоносном комплексе залежи УВ.

Таким образом, описанная нефтегазовая система более всего напоминает вертикальную, изолированную систему Северного моря [293]. Однако некоторые аспекты делают её уникальной и весьма маловероятной.

Во-первых, в мире, вероятно, не известны аналоги таких НГС, переживших второе рождение. Во-вторых, весьма странным выглядит соотношение нефть-газ-конденсат в залежах Юрубчено-Куюмбинской зоны, свидетельствующее скорее в пользу достаточно зрелого характера процессов генерации с преобладанием битумоидов нефтяного ряда, конденсата и жирного газа. Известная степень дислоцированности рифейских толщ Камовского свода характерна скорее для складчатых областей и предгорных прогибов, где отмечается достаточно жесткий катагенез и преимущественно сухой газ [293]. В-третьих, отмечается слабое историческое обоснование геодинамических процессов в подавляющем большинстве исследований, в которых не просматривается стремление разобраться с фактами высокой дислоцированности рифейских толщ (см. Главу 3). В этой связи, вероятно, довольно слабо обоснованным выглядит и причисление к нефтегазоматеринским породам мощных черносланцевых толщ, весьма недвусмысленно демонстрирующих признаки явного тектонического генезиса и аллохтонного характера ОВ [240].

Необходимо восстановить историю геологического развития запада Сибирской платформы до формирования пермо-триасовых дислокаций, в том числе Енисейского кряжа. И в этой связи, к западу от современного течения реки Енисей по опубликованным исследованиям также известны определенные перспективы нефтегазоносности, в том числе и докембрийского интервала. Последним крупным обобщением в этом направлении стала докторская диссертация

Ю.Ф. Филиппова, в которой он рассмотрел, в том числе, схему возможной нефтегазовой системы этого региона. В этой работе сделана попытка на основе геодинамического анализа, выполнить моделирование седиментационных бассейновых условий, выделить наиболее важные для процессов нефтегазовой генерации осадочные породы и на основании анализа процессов осадканакопления и тектогенезов спрогнозировать процессы формирования нефтегазовых скоплений [248]:

“Изучение тектонического строения и проведенные палеогеодинамические реконструкции позволили автору предложить геологическую модель бассейна, рассматривающую верхнепротерозойско-палеозойский комплекс в качестве чехольных образований выделенного здесь Касско-Туруханского микроконтинента (жесткого массива), в результате коллизионных процессов консолидировавшегося в криогении с краевыми частями СП и на рубеже позднего неопротерозоя развивавшихся уже как единая структура. В такой трактовке западные районы бассейна принадлежали в кембрии к активной окраине материка и располагались в пределах задугового (окраинного) бассейна, который на востоке в тыльной своей части переходил в эпиплатформенный бассейн с корой континентального типа.”

В цельном и глубоком исследовании, вероятно, содержатся некоторые противоречия и нестыковки, не позволяющие в полном объеме принять сделанные выводы. Отметим некоторые важные моменты.

1. На основе геодинамических построений Ю.Ф. Филиппов с одной стороны делает вывод о коллизионных событиях на западной границе Сибирской платформы, закончившихся в самом конце рифея ко времени 630 млн. лет. С другой - предполагает наличие нефтегазоматеринских свит рифейского возраста причленившихся вместе с Касско-Туруханским микроконтинентом. Непонятно в этом случае, как они могли сохранить свой потенциал, пройдя через орогенные события:

“…верхнепротерозойско-палеозойский комплекс в качестве чехольных образований выделенного здесь Касско-Туруханского микроконтинента (жесткого массива) …”

Непонятно также, как может единый *«верхнепротерозойско-палеозойский комплекс»* сформироваться сохраниться в качестве чехольных образований на разных континентальных плитах, спаявшихся, по мнению автора в середине его формирования.

2. Большое внимание Ю. Ф Филиппов уделяет нефтегазогенерационным перспективам пайдугинской свиты, нижне-среднекембрийского фациального (т.е. практически полного) аналога куонамской свиты:

“отличие от докембрийского этапа, достоверно известно, что в западной части бассейна на рубеже раннего и среднего кембрия существовали условия для накопления

высокоуглеродистой (и потенциально нефтепроизводящей) толщи куонамского типа – пайдугинской свиты.”

Вероятно, это подтверждает выводы, сделанные по результатам анализов битумоидов из межсолевых кембрийских толщ, вскрытых скважиной Лемок-1, о наличии двух источников углеводородных флюидов, один из которых соответствует докембрийским материнским толщам [94].

3. Важным моментом является проходящее через всю работу представление автора о докембрийском времени формировании палеоструктуры Енисейского кряжа в виде близком современному. Вероятно, на самом деле это принципиальное событие произошло на рубеже перми и триаса (см. Главу 3). Хотя при этом Ю.Ф.Филиппов справедливо отмечает:

“анализ тектонических дислокаций и времени проявления магматических процессов позволяет предполагать, как минимум, два значимых периода структурных перестроек осадочных комплексов бассейна, а именно – позднекаледонский и позднегерцинский (пфальцская фаза) тектонические циклы.”

На основе представлений о геодинамической истории и по материалам геохимических исследований органического вещества Ю.Ф.Филипповым были выполнены палеореконструкции осадконакопления и погружений, термальной истории и реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород с использованием известных методик моделирования этих процессов (Рисунок 4.35).

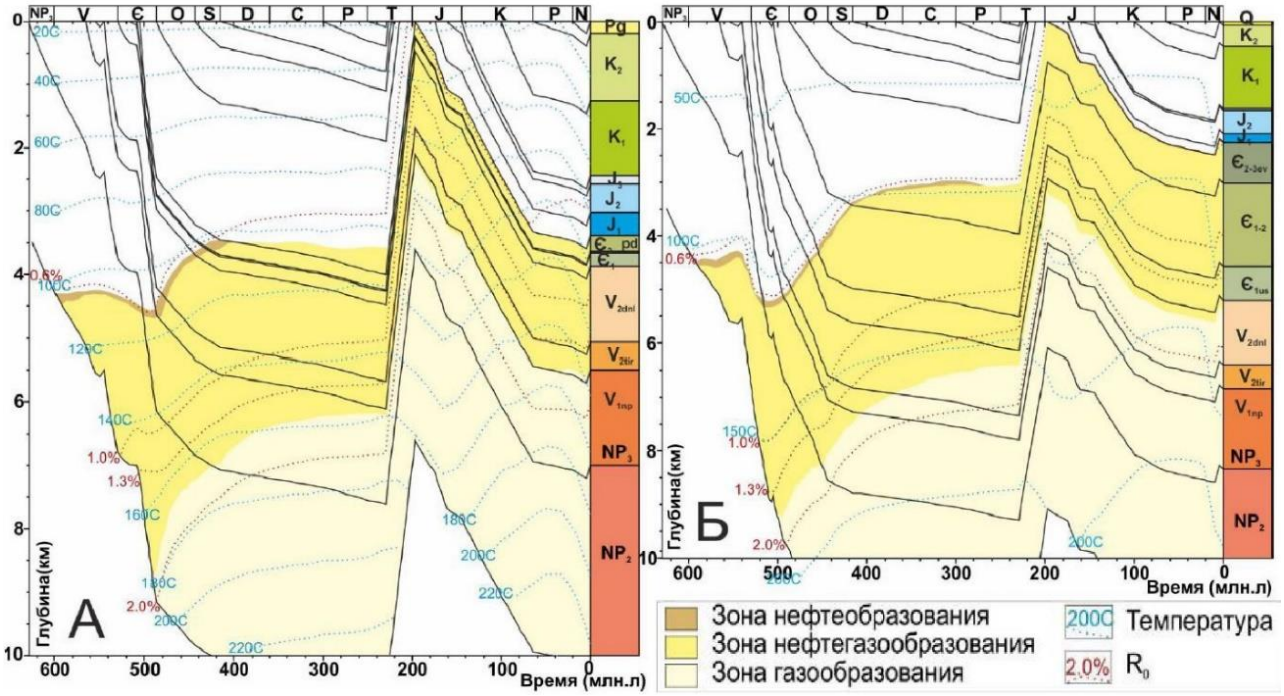


Рисунок 4.35 - Графики погружений осадочных комплексов, температур, зрелости ОВ и зон нефтегазообразования по результатам моделирования для различных районов Предъенисейского бассейна: А) скв.Восток-3; Б) скв.Восток-4 [248]

В целом, вероятно, проблема формирования источников УВ и истории осадочно-миграционных процессов остаётся пока открытой. Яркой иллюстрацией этого может служить пример рассмотрения реализации нефтегазогенерационного потенциала докембрийских отложений (Рисунок 4.36) и комментарии к нему:

“представлены графики интенсивности процессов генерации в этих толщах с дифференциацией по фазовому составу. Видно, что основной пик генерации УВ для рифейских толщ (при наличии нефтематеринских пород) должен начаться с венда и закончиться к ордовику (нефть) и карбону-перми (газ)”

Маловероятно, что синколлизионные преобразования осадочного докембрия Предъенисейского бассейна, прошедшего орогенный этап, не только не сделали невозможной дальнейшую генерацию углеводородных флюидов и газов, но и не уменьшили генерационный потенциал в значительной степени. Это противоречит, вероятно, правильным выводам Ю.А. Филипцова о реализции практически всего рифейского остаточного нефте-, а затем и газогенерационного потенциала (см. выше) в докембрии.

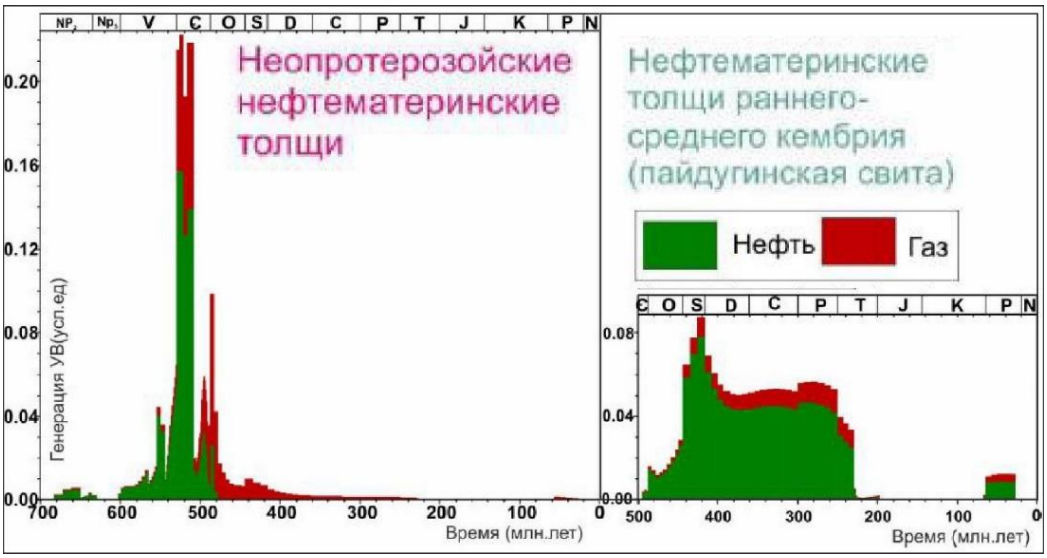


Рисунок 4.36 - Графики генерации УВ потенциально нефтематеринских толщ по результатам моделирования в скв. Восток-3 [248]

При этом, более глубокий и современный подход к восстановлению истории геодинамического развития Предъенисейского бассейна фактически позволили Ю.Ф.Филиппову обосновать основные черты нефтегазовой системы. Попробуем абстрагироваться от указанных выше проблем и сформулировать главные особенности Приенисейской НГС в соответствии с классификацией Ж. Демезона, выделить положительные моменты и сильные стороны этой модели.

Во-первых, геодинамическая история развития западной окраины Сибирской платформы в изложении Ю.Ф. Филиппова предстает в относительно стройном виде. Сменяющиеся геодинамические режимы соответствуют современным плитотектоническим представлениям. Рифтогенно сформированные на начальных этапах окраинные платформенные обстановки с активным осадконакоплением периодически прерывались конвергентными коллизионными событиями: в позднем рифее и в каледонскую эпоху складчатости.

Во-вторых, в результате дивергентных процессов в пределах бассейнов седиментации образовались черносланцевые потенциально материнские толщи, вскрытые скважинами. В-третьих, была сформирована нефтегазовая система, первоначально, вероятно, приуроченная к пассивной окраине древнего материка, затем - к приплатформенному борту древнего задугового бассейна седиментации. Эта НГС могла иметь преимущественно вертикальный-сублатеральный характер миграции и высокую степень изолированности в перекрытой солями современной восточной части, как раз там, где происходила основная аккумуляция УВ. В каледонскую эпоху в результате очередного орогенеза задуговый бассейн оказался закрыт и окончательно сформировалась нефтегазовая система перикратонного прогиба, имевшая, вероятно, латеральный и изолированный характер.

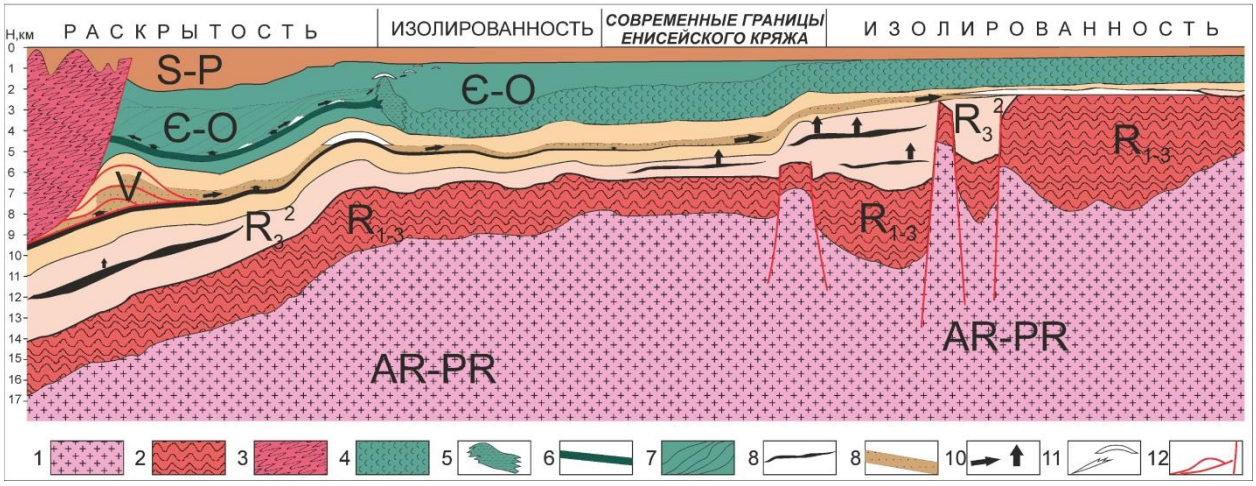


Рисунок 4.37 - Принципиальный палеоразрез нефтегазовой системы западной окраины Сибирской платформы на момент перед формированием Енисейского кряжа (ранняя пермь)

1-кристаллическое основание; 2-меиаморфизованный докембрий; 3-складчатые каледониды; 4-соленосно-карбонатный нижний кебрий; 5- нижне-среднекембрийские биогермы; 6-пайдугинская нефтегазоматеринская свита; 7-клиноформенный комплекс майского яруса; 8-гипотетические черносланцевые толщи докембрия; 9-транзитный резервуар венда (оскобинская, катангская свиты); 11-направления миграции УВ; 12-области и зоны аккумуляции УВ; 12-разломы, надвиги, поддвиги и сбросы

Масштабные юрубченские и куюмбинские залежи, приуроченные к наиболее приподнятой части Байкитской антеклизы, вероятно, доказывают существование такой системы. Как было показано выше, подобные процессы характерны для латеральных систем и формируют в условиях раскрытости разрезов чехла скопления тяжелых битумов (Восточной Венесуэлы, Западной Канада, Оленекское и Мунское битумные поля востока России) и в изолированных разрезах - нефтегазовые месторождения (Верхнечонское, Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское).

Описанную латеральную нефтегазовую систему, сформированную на пассивном шельфе, возможно, на периферии активного шельфа, затем эволюционировавшую в нефтегазовую систему каледонского предгорного прогиба, а в герцинскую эпоху тектоенеза испытавшую значительные разрушения и переформирования, вероятно, и следует рассматривать в качестве базовой для моделирования процессов нефтегазонакопления на западной окраине Сибирской платформы. Попробуем качественно оценить перспективы территории на основе построения принципиальной схемы нефтегазовой системы запада Сибирской платформы и палеоструктурного разреза, иллюстрирующего процессы генерации, миграции и аккумуляции при наибольшей степени нефтегазонакопления перед обширным пермо-триасовым тектогенезом. На палеоструктурном разрезе, построенном по геолого-геофизическим данным на ранепермскую эпоху (Рисунок 4.39) видно, что в то время, на западе тогда более обширной Сибирской

платформы, возможно, существовал каледонский складчатый пояс с типичным предгорным прогибом. Весьма близкой его аналогией, вероятно, может являться Предпатомский перикратонный прогиб. Основное отличие - сегодняшний уровень денудации последнего, весьма высокий на юге и умеренный в северной части. Рассматриваемая НГС имела латеральный изолированный характер. Её генерационный потенциал можно оценить по косвенным признакам.

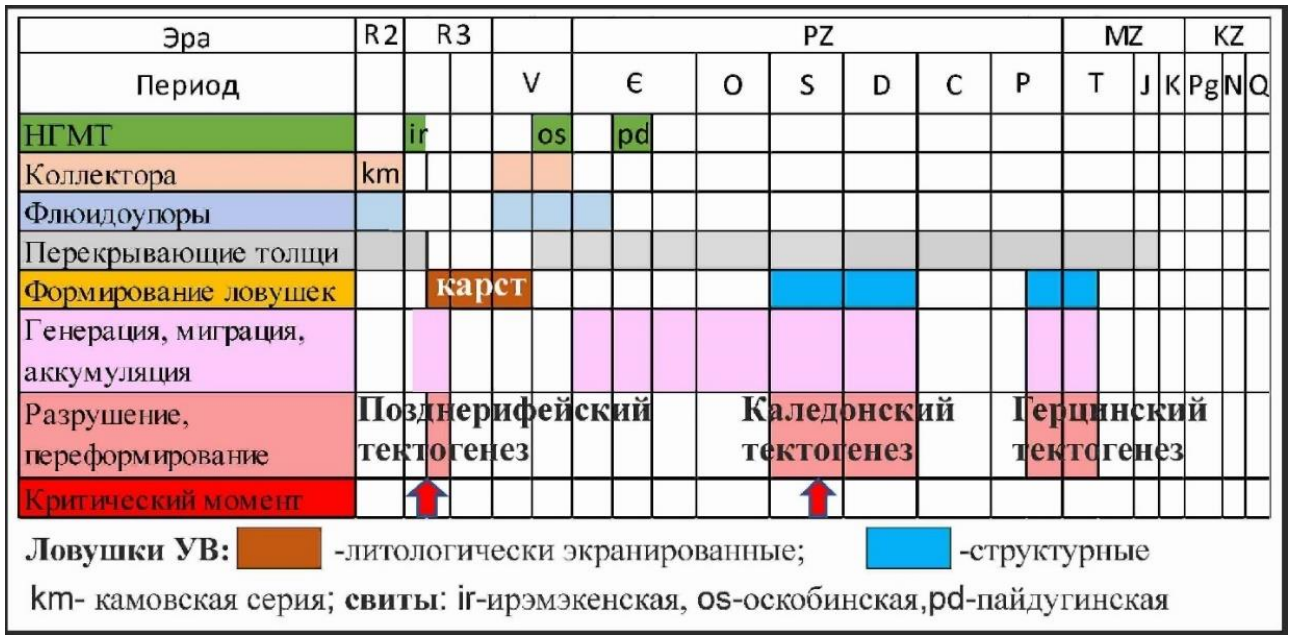


Рисунок 4.38 - Совмещенная схема Приенисейской латеральной, изолированной и Катангской вертикальной, изолированной нефтегазовых систем

Для того чтобы яснее представить ход геодинамических, седиментационных и нефтегазогенерационных процессов автором построена принципиальная схема нефтегазовой системы (Рисунок 4.38). Нижне-среднекембрийские доманикоиды пайдугинской свиты, вероятно, не играли важной роли в генерации углеводородов для приуроченной к восточной части системы, наиболее приподнятой области аккумуляции. Нахождение их в глубоко погруженной зоне, отсутствие регионального транзитного пласта над ними, удаленность на запад, вероятно, указывают на то, что пайдугинский очаг, находясь в газовом окне, поставлял преимущественно газ в западные плохо изолированные зоны нефтегазонакопления. Вероятно, существует мало шансов на сохранение промышленно значимых УВ ресурсов этой раскрытой принадвиговой части НГС после пермо-триасовых глобальных тектонических движений. С другой стороны, восточные районы сформированной в конце позднего рифея пассивной окраины характеризуются благоприятными плитными геодинамическими обстановками, приуроченными, вероятно, к более стабильной и мощной континентальной коре. Здесь по сейсмическим данным читается масштабный полуграбен, выполненный неметаморфизованными аналогами чапской и чингасанской серий верхов верхнего рифея, вполне вероятно, имеющий в составе и нефтегазоматеринские отложения. Здесь же, возможно, высокими генерационными свойствами

обладали породы тирского горизонта, перекрытые терригенными аналогами оскобинских песчаников и редколесной свиты. Качественные фильтрационно-емкостные их свойства позволяют рассматривать этот уровень в качестве транзитного пласта. С ним же связаны резервуары с залежами в них Оморинского, Камовского и других месторождений на западном склоне Байкитской антеклизы. Эти же пласты являются базальными во врезах Камовского свода и, следовательно, могли выступать в качестве путей миграции для питания залежей Юрубчено-Куюмбинской ЗНГН.

Критический момент Приенисейской НГС приурочен, вероятно, к концу раннего палеозоя [249], когда процессы генерации достигли своего пика. Произошедшие в пермотриасе сдвиго-сжатия максимально проявились на территории современного Енисейского кряжа, создав его структуру, фактически на месте обычного чехла Сибирской платформы. Существовавшие здесь залежи УВ были полностью разрушены. Следы миграции углеводородных флюидов фиксируются в виде жидких битумов в закрытых кавернах пермо-триасовых базальтов [231] и в гигантских масштабах в рассланцованных зонах, в том числе, весьма вероятно, в толщах, описываемых как шунтарская свита.

4.3.2.4. Предверхоянская промышленная и Вилюйская нефтегазовые системы

К востоку от Сибирской платформы выделяется Верхоянский складчатый пояс [328], сложным образом вклинивающийся (и надвинутый, и пододвинутый) в осадочные толщи её чехла (см. раздел 3.2.2). Хотя складчатость этой структуры в отличие от Байкало-Патомских и Западно-Сибирских каледонид имеет мезозойский возраст, здесь также сформирована аналогичная латеральная нефтегазовая система перикратонного прогиба. И также, как и на западе, нефтегазоматеринские толщи этого прогиба разделяются, как минимум, на два уровня, приуроченных к различным структурным ярусам (Рисунок 4.39).

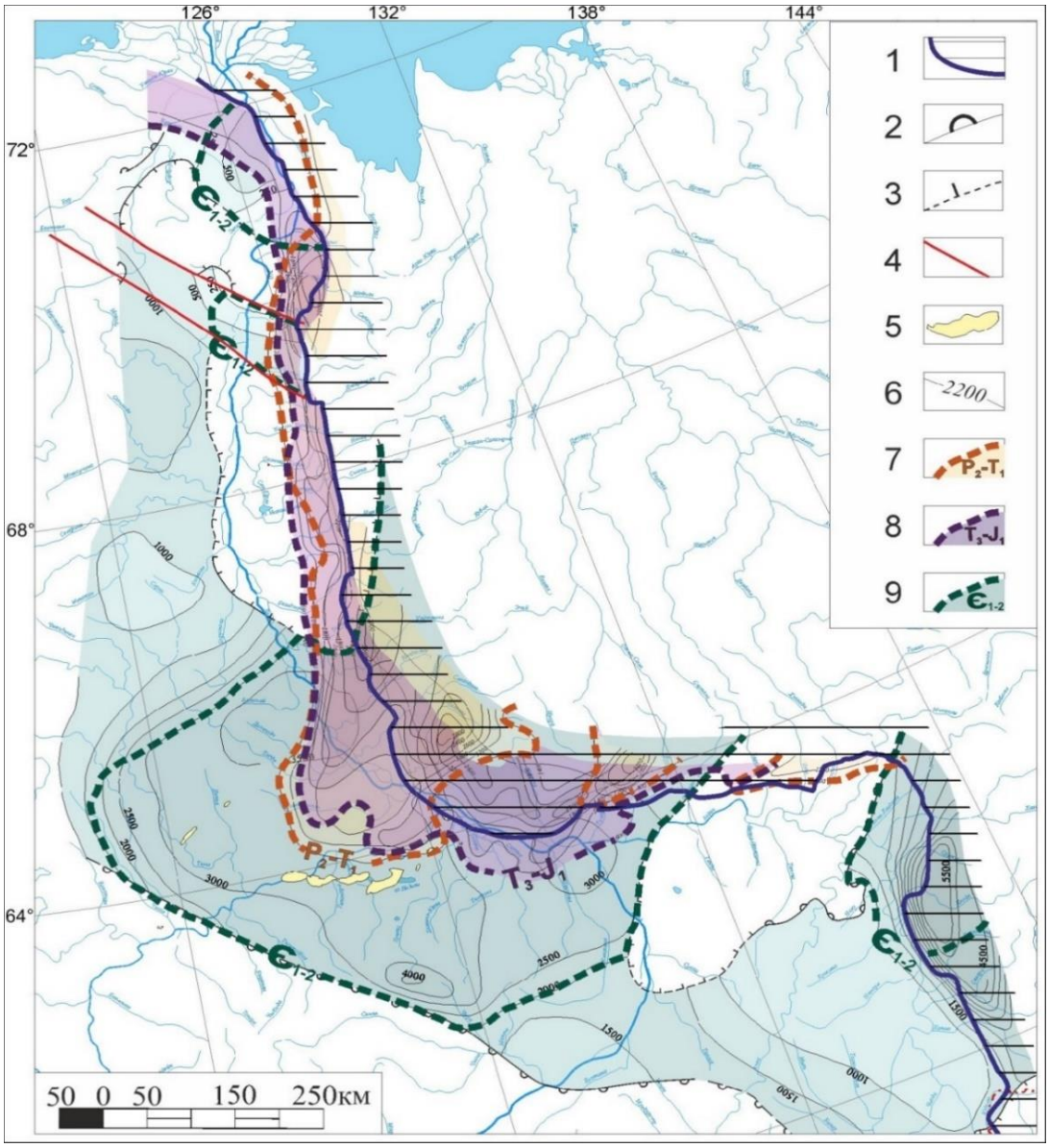


Рисунок 4.40 - Схема интенсивности эмиграции битумоидов в отложениях куонамской (иниканской) свиты и верхоянского комплекса Предверхоянского прогиба [16ф]

Границы (1-4): 1-складчато-надвиговых образований; 2- фациального замещения аналогов куонамской свиты биогермными толщами; 3-эрозионные окна куонамской свиты; 4-тектонические Кютингдингского грабена; 5- месторождения УВ; 6- изолинии интенсивности эмиграции жидких углеводородов, тыс. т / км^2; ОНГГ (7-9): 7-верхнепермско-нижнетриасовые; 8-верхнетриасово-нижнеюрские; 9-куонамские.

К первому, нижнему уровню относятся, в первую очередь, черные глинистые известняки и известковистые аргиллиты известной куонамско-иниканской черносланцевой формации. Вероятно, сюда же в качестве второстепенной материнской толщи можно отнести описанную в соответствующей главе хатыспытскую свиту венда. Эти отложения, будучи сформированы во внутриплатформенном Сибирском бассейне седиментации, впоследствии долго не испытывали

значительного погружения, оставаясь в низкотемпературных условиях приблизительно до начала карбона. На значительных территориях они, вероятно, оказались уничтожены среднепалеозойской эрозией, обусловленной предрифтогенным подъемом территории в девоне. Таким образом, богатые РОВ толщи оказались в пределах главной зоны нефтеобразования лишь к началу мезозоя, а где-то и позже, в процессе формирования пассивноокраинного бассейна седиментации с накоплением мощного верхоянского комплекса. Подобные случаи известны в мировой практике.

Например, докембрийские и кембрийские отложения Сычуаньского бассейна, реализовав незначительную часть своего потенциала в силуре, основные объемы генерации УВ осуществили уже после длительного среднепалеозойского перерыва в осадконакоплении (Рисунок 4.40). Не меньшее значение в качестве генерировавших нефть и газ для этой территории, возможно, имеют обогащенные $C_{орг}$ отложения верхоянского осадочного комплекса (см. Раздел 4.3.1). Таким образом, чтобы получить представления о расположении очага (очагов) генерации Предверхоянской НГС воспользуемся построенной в 2016 году схемой объемов эмиграции жидких битумов (Рисунок 4.39) [16ф]. Хорошо видно, что основные объемы генерации и, соответственно, очаги приурочены к наиболее погруженным периферийным частям платформы и Вилюйской синеклизы, где от размыва сохранились черносланцевые образования куонамской свиты и её аналогов.

Вторым важным моментом, после определения нефтегазоматеринского источника и контуров очагов, является установление транзитного слоя, по которому обеспечивалась основная миграция УВ флюидов и газов от ОНГГ к областям аккумуляции. Во многих случаях на территории Предверхоянья куонамская свита, там, где она сохранилась от среднепалеозойской эрозии, перекрывается клиноформным комплексом карбонатных мергелей и глинистых известняков майского яруса. Как отмечает С.С. Сухов [233]:

“…над куонамской свитой майские отложения, проградационно заполняя пространство бассейна (со смещением окраины шельфа до первых сотен километров), «раздуваются» до 1 км. При этом в вертикальной последовательности (например, в Баппагайской, Сохсолохской скважинах) прослеживается весь последовательный фациальный ряд: от нижнесклоновых пестроцветных нодулярных глинистых известняков до упомянутых выше сабховых. Между ними располагаются верхнесклоновые зелено-сероцветные флишоидные алевритовые известняки и мергели с проксимальными турбидитами (которые ошибочно интерпретируют как свидетельства штормовых и приливных течений на мелководье), с осыпями, оползневыми конгломерато-брекчиями мощностью до 5-10м и отторженцами водорослевых известняков, переходящие вверх в светлые массивные зернистые известняки и рифовые бактериально-водорослевые образования.”

Как видно, комплекс заполнения «голодного» бассейна имеет весьма сложный характер распределения литологии и, как следствие, фильтрационно-емкостных свойств. Изохронные поверхности седиментации в нем распределяются сигмоидно, с погружением к депоцентру заполняемого бассейна некомпенсированного осадконакопления. Литология и емкостные параметры при этом могут иметь диахронный, секущий изохронное напластование характер.

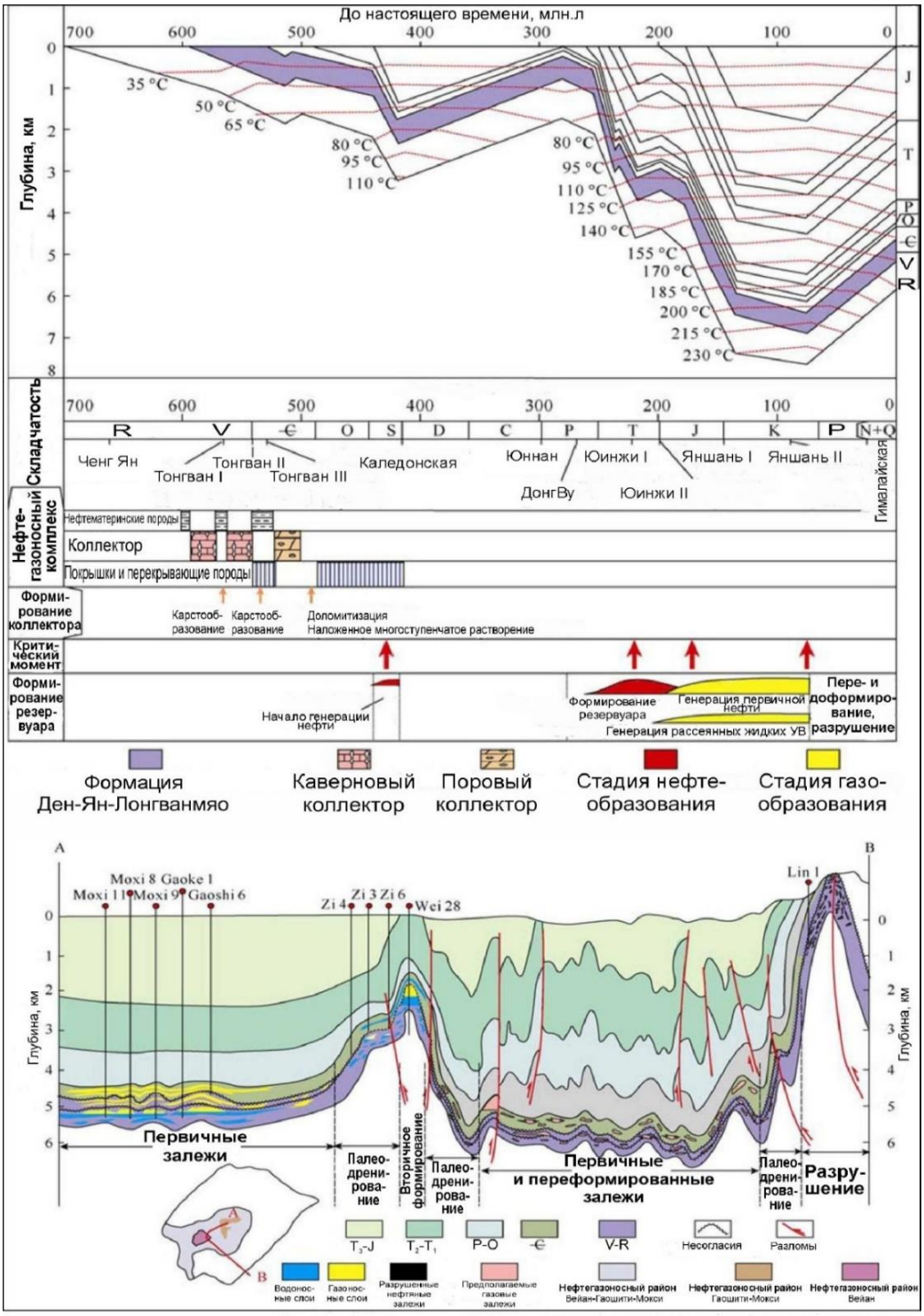


Рисунок 4.40 - График погружений осадочных толщ и формирования нефтегазовых залежей (вверху) и распределение типов резервуаров (внизу) гигантского газового месторождения Мокси-Гаошити в Сычуанском бассейне [248]

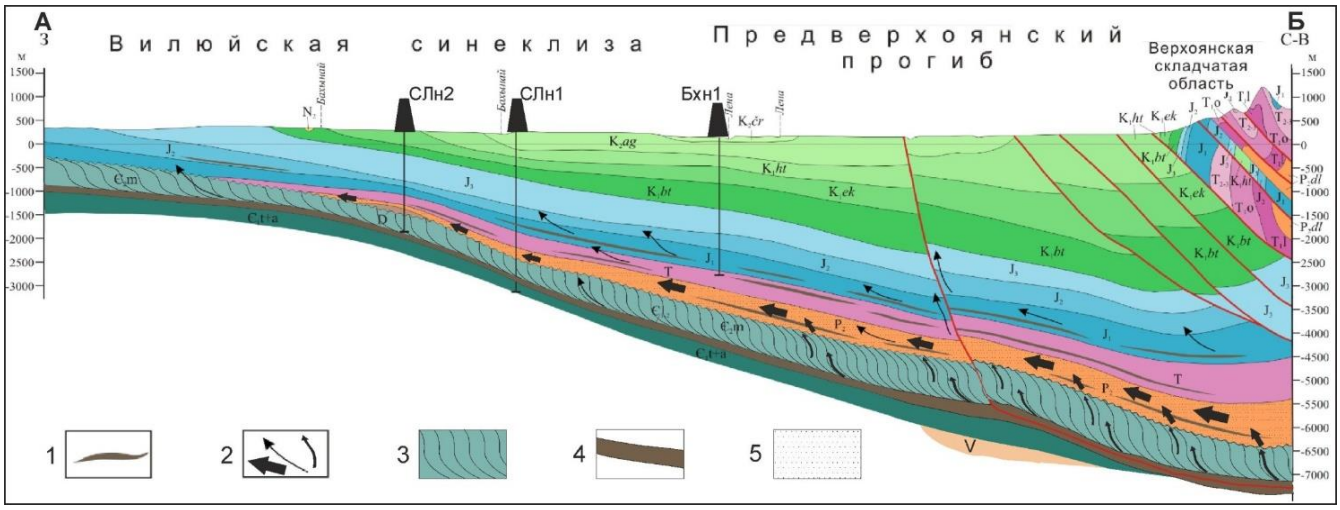


Рисунок 4.41 - Разрез, иллюстрирующий характер миграции УВ в транзитном слое верхней перми из куонамского очага латеральной открытой Предверхоянской нефтегазовой системы

1-предполагаемые второстепенные гумусовые и смешанные нефтегазоматеринские отложения верхоянского комплекса; 2-пути миграции УВ; 3-карбонатный клиноформный комплекс майского яруса среднего кембрия; 4-куонамская (иниканская) НГМТ; 5-транзитный слой – коллектор (верхняя пермь)

Положение разреза см. на рисунке 4.43

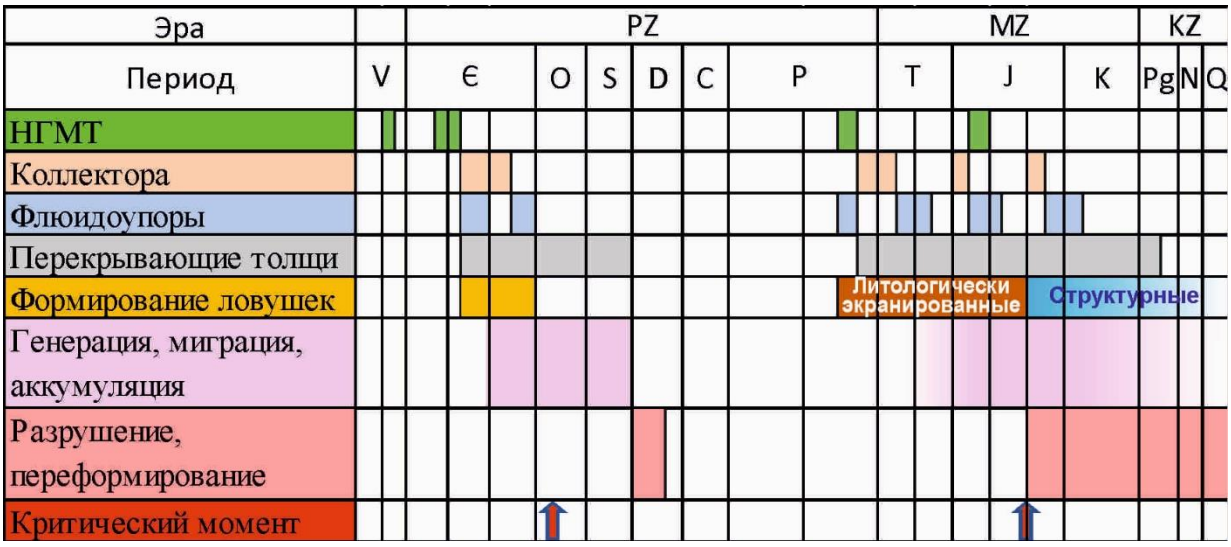


Рисунок 4.42 - Схема латеральной, раскрытой Предверхоянской нефтегазовой системы, построенная на основе геодинамических реконструкций

При этом относительно неплохими коллекторскими свойствами, иногда весьма высокими, обладают преимущественно проксимальные, верхние части клиноформ и связанный с ними, так называемый, чукукский рифовый комплекс [232]. В связи с таким распределением проницаемости, карбонаты майского яруса в нижней и центральной своих частях могут рассматриваться преимущественно в качестве флюидоупоров. При этом множество клиноформных тел, литология которых интенсивно меняется вкрест и имеет неоднородный состав вдоль простирания, предполагает высокую вероятность наличия наклонных проводящих

каналов, вплоть до древних русел, подводных врезов, каньонов, конусов выноса и разломных зон, обеспечивающих преимущественно субвертикальную миграцию генерированных куонамской свитой углеводородов до эрозионного несогласия, перекрытого пермскими отложениями (Рисунок 4.43).

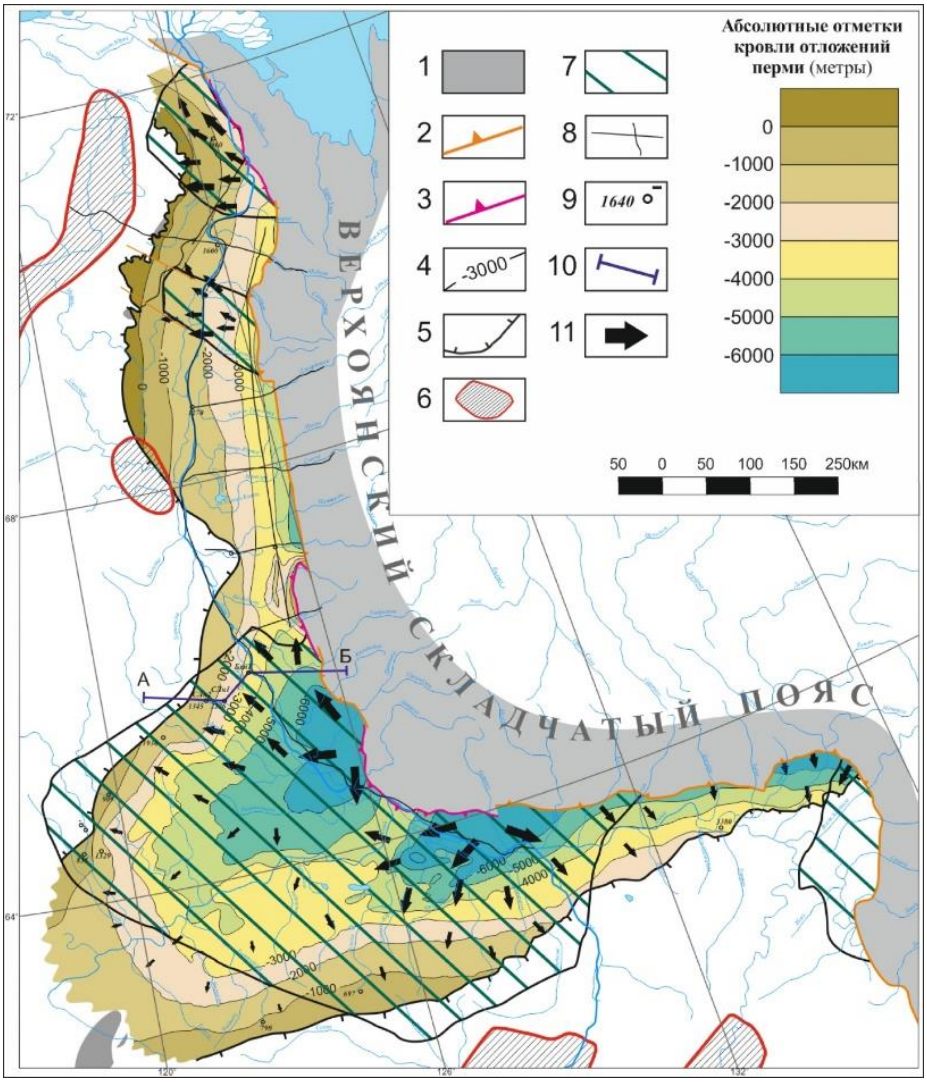


Рисунок 4.43 - Схема миграции УВ в транзитном слое верхней перми из куонамского очага латеральной открытой Предверхоянской нефтегазовой системы

1-складчатые и метаморфизованные образования, в т.ч. Сунтарский свод и Верхоянский складчатый пояс; 2-надвиги фронта Верхоянского СП; 3-поддвиги под кровлю перми фронта Верхоянского СП;; 4- абсолютные отметки кровли перми; 5-граница выхода кровли перми под эрозионное несогласие и на современную дневную поверхность (на севере); 6-современные поля поверхностных битумопроявлений; 7-куонамские очаги нефтегазовой генерации; 8-основные новые сейсмопрофили; 9-скважины и отметки кровли перми; 10-линия разреза Предверхоянской нефтегазовой системы (см .рисунок 4.41); 11-направления миграции УВ.

Верхнепермские терригенные горизонты, обладающие, вероятно, лучшими выдержанными коллекторскими и флюидопроводящими свойствами на территории востока

Сибирской платформы [16ф] являются транзитным слоем, по которому осуществляется миграция, в том числе и к Оленекскому битумопроявлению и к более молодым закированным песчаникам (Рисунок 4.43). В.А.Каширцев устанавливает для последних юрский морской источник УВ [81]. Исследования связей нефтегазоматеринских толщ востока Сибирской платформы с битумоидами залежей, выполненные В.А.Каширцевым, позволяют рассматривать Предверхоянскую и Вилюйскую НГС в качестве доказанных (см. раздел 2.2.3.).

Пермские отложения сложены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и угленосных пачек. Песчаники перми преимущественно мелкозернистые, характеризуются, как правило, хорошей и средней сортировкой обломочного материала. Большое значение для транзитных свойств верхнепермских коллекторов имеет присутствие в нижнем триасе глинистой мономской свиты в качестве регионального флюидоупора. Вероятно, именно в пермских коллекторах следует ожидать открытий значимых залежей УВ в литологически и стратиграфически экранированных ловушках по периферии их распространения. В них же возможны и месторождения, контролируемые структурным фактором на всей площади распространения.

Процессы генерации, миграции и аккумуляции в пределах Предверхоянской НГС главным образом начались с момента накопления мощных терригенных отложений верхоянского комплекса в конце палеозоя и, вероятно, продолжаются до настоящего времени (Рисунок 4.42). Весьма существенный вклад в формирование новых ловушек и переформирование существовавших залежей по аналогии с Сычуаньским осадочным бассейном (см. Рисунок 4.41) внесло образование Верхоянского орогена, начавшееся в конце юрского периода.

Вилюйская нефтегазовая система, локализованная в Вилюйской синеклизе, пространственно неотделимой от Предверхоянского перикратонного прогиба, по своим особенностям и истории развития весьма близка Предверхоянской НГС, имея те же нефтегазоматеринские толщи, транзитные горизонты и пути миграции. Главное отличие состоит в существенно вертикальном характере миграции УВ в первой. Для обеих нефтегазовых систем на настоящий момент разведаны газовые и газоконденсатные месторождения, тяготеющие к наиболее прогнутым частям мезозойского осадочного бассейна. По аналогии с известными НГС Земного шара, следует ожидать крупных открытий нефтяной направленности в периферийной зоне латеральной Предверхоянской НГС.

4.3.2.5. Куонамская и Тынепская предполагаемые нефтегазовые системы

Кембрийские НГС, вероятно, являются наиболее интересными из всех вертикальных нефтегазовых систем Сибирской платформы, поскольку в их основе лежит наиболее богатая сапропелевым органическим веществом куонамско-иниканская чернослацевая формация.

Кембрий Сибири характеризуется высокой степенью фациальной изученности целевых интервалов осадочного разреза (см. раздел 4.2.3).

На перспективы кембрийских толщ в качестве нефтегазоматеринских и аккумулирующих УВ флюиды указывается во многих работах. Например, А.Э Конторович с соавторами в работе [55] обосновывают высокие перспективы Северо-Тунгусской НГО. Такие выводы основаны на результатах восстановления истории нефтегазообразования. При этом авторы приходят к выводу, что активный пермо-триасовый тектоно- и магмато-генез не нарушил возможности генерации углеводородов куонамской свитой, поскольку к концу палеозоя она уже погрузилась на значительные глубины и в основном реализовала свой потенциал. Хотя авторы и признают, что:

“Трапповый магматизм, проявившийся в раннем триасе, – наиболее значимый процесс, деструктивно повлиявший на залежи УВ, источником которых является куонамская свита.”

Однако при этом:

“они (трапповые процессы) могут играть положительную роль в сохранности скоплений нефти и газа в осадочном чехле.”

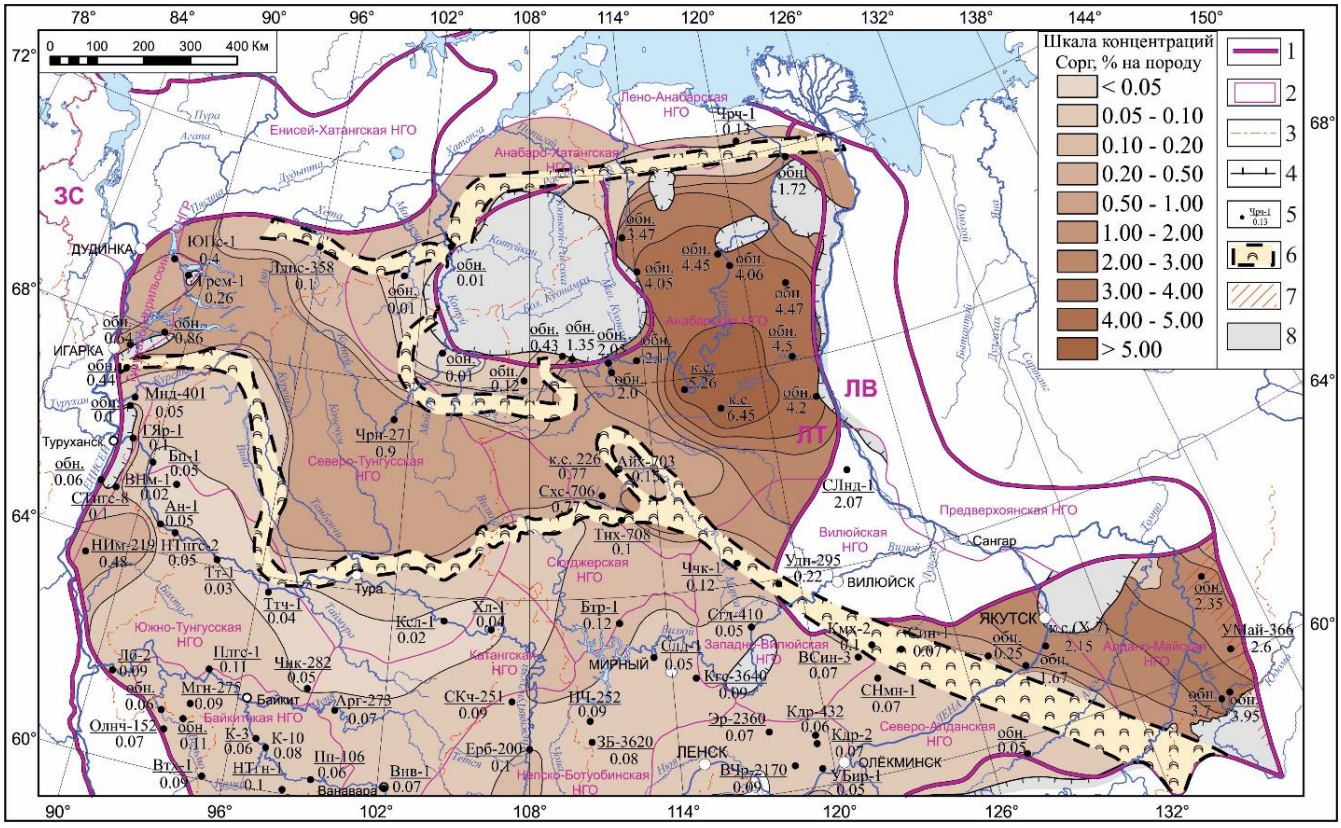


Рисунок 4.44 - Схематическая прогнозная карта распределения органического углерода в нижне-среднекембрийских отложениях северной части Лено-Тунгусской НГП (куонамская свита, ее возрастные и фациальные аналоги) [174]

Условные обозначения к Рисунку 4.44. на след. стр.

Границы: 1 – нефтегазоносных провинций: ЛТ – Лено-Тунгусская, ЛВ – Лено-Вилюйская, ЗС – Западно-Сибирская, 2 – нефтегазоносных областей, 3 – административные, 4 – современного распространения отложений; 5 – скважины и обнажения с определениями Сорг, в числителе – площадь-номер скважины (обн. – обнажение, к.с. – колонковая скважина), в знаменателе – средневзвешенное содержание Сорг в % на породу; 6 – прогнозные контуры развития рифогенно-обломочных образований; 7 – зоны шарьяжных перекрытий, 8 – отсутствие отложений.

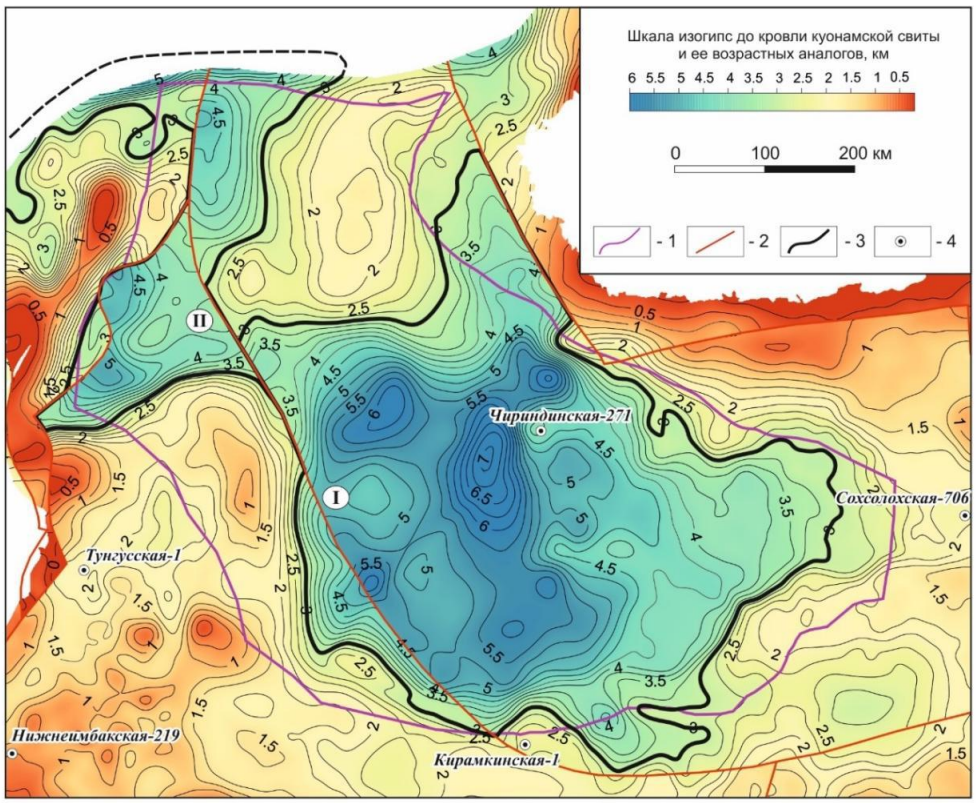


Рисунок 4.45 - Палеоструктурная карта по кровле куонамской свиты и ее возрастных аналогов на конец перми [55]

1 – граница Северо-Тунгусской НГО, 2 – основные разломы, 3 – границы очагов нефтегазообразования (I – Туринский, II – Ламско-Хантайский), 4 – параметрические скважины

Одним из наиболее полных исследований, рассмотревших генерационно-аккумуляционные процессы с использованием понятия нефтегазовых систем, является недавно опубликованная статья [121]. Как, вероятно, справедливо отмечено:

“Рифовый пояс, сопряжённый с Куонамским черносланцевым бассейном на севере Сибирской платформы и перекрытый мощной толщей карбонатно-глинистых сульфатоносных отложений среднего-верхнего кембрия содержит все элементы нефтегазовой системы: куонамская формация и ее аналоги – источник углеводородов, карбонатные органогенно-обломочные породы – коллектор, перекрывающая глинисто-карбонатная толща среднего-верхнего кембрия – флюидоупор.”

К сожалению, авторы не сделали следующий шаг и не проанализировали особенности и историю развития выделенной ими нефтегазовой системы, назовем её Куонамской. А рассмотрение этих особенностей, вероятно, не позволяет уверенно говорить о современных перспективах этой древней НГС. Несмотря на высокие нефтегазоматеринские свойства куонамской свиты и её аналогов (Рисунок 4.44), построенные теми же авторами карты интенсивности эмиграции битумоидов указывают на невысокую степень реализации генерационного потенциала на значительной части территории Сибирской платформы, где богатые органическим углеродом отложения, вероятно, никогда не погружались в главное окно нефтеобразования. С другой стороны, наиболее прогнутая часть Тунгусской синеклизы, Туринский и Ламско-Хантайский очаги нефтегазовой генерации, где значительная часть генерационного потенциала куонамской свиты к началу перми была реализована [55], оказались в эпицентре пермо-триасового магматогенеза. Внедрение базальтов по вертикальным разломам не только напрямую обусловливает разрушение и низкую вероятность сохранности залежей УВ, но и указывает на интенсивный тектогенез. Последний, в не меньшей, если не в большей степени предопределил низкую степень изолированности палеозойского интервала недр.

Невысокой степенью проработки отличается и фильтрационно-емкостная модель осадочных толщ Куонамской НГС. С одной стороны, декларативное утверждение, встречаемое во множестве работ и публикаций о первичных седиментогенных высоких коллекторских свойствах нижнекембрийских рифов с одной стороны, разбивается специальными исследованиями на эту тему [84]. С другой наличие качественных коллекторов нельзя рассматривать, как поисковый признак на территории, где высокие показатели ФЕС не являются чем-то особенным. На территории Курейской синеклизы широким развитием пользуются так называемые костинский коллектор, приуроченный к каверново-порово-трещинным карбонатам нижнего кембрия. Пористость пород достигает 27 %, проницаемость - до 28×10^{-3}мкм^2 [104].

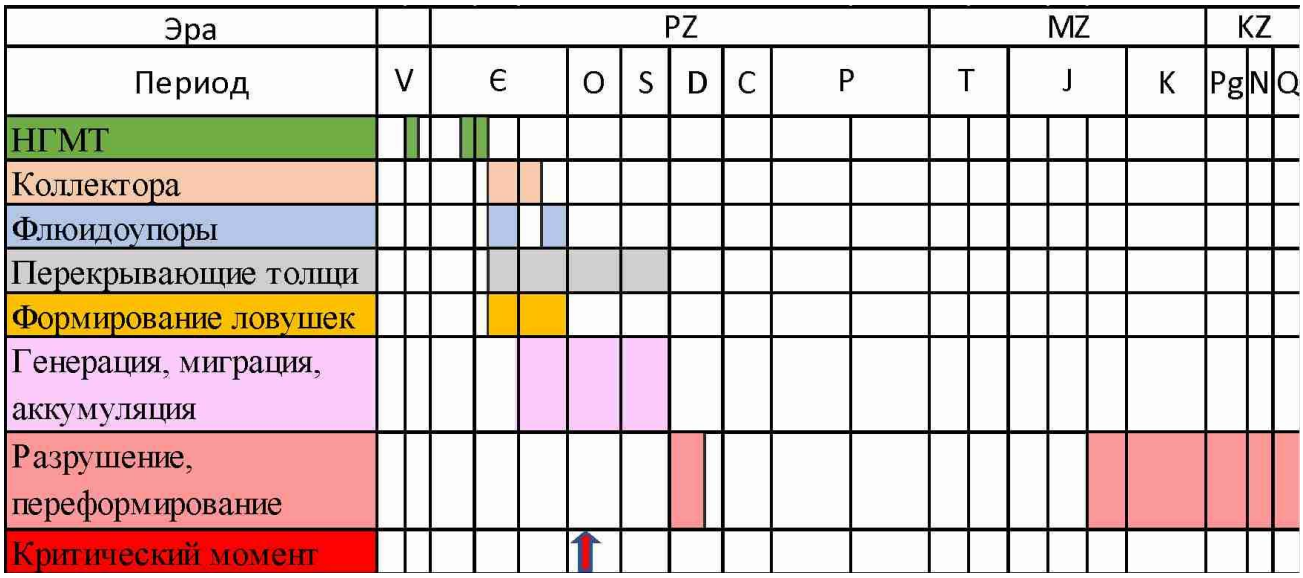


Рисунок 4.46 - Схема восточной части вертикальной открытой Куонамской нефтегазовой системы

Как минимум, нельзя рассматривать большинство разновозрастных кембрийских рифовых систем в качестве потенциальных резервуаров без дополнительных обоснований, без целенаправленных исследований. Можно констатировать, что имеются надежные указания на высокие ФЕС чукукских рифов, полихронно перекрывавших клиноформный комплекс майского яруса. Однако изолированность самой чукукской биогермной системы вызывает вопросы. Характер распределения проницаемости и пустотности в майских клиноформах в общих чертах был рассмотрен в предыдущем разделе, и он также не способствует ни высокой степени экранирования областей аккумуляции, ни латеральной миграции УВ.

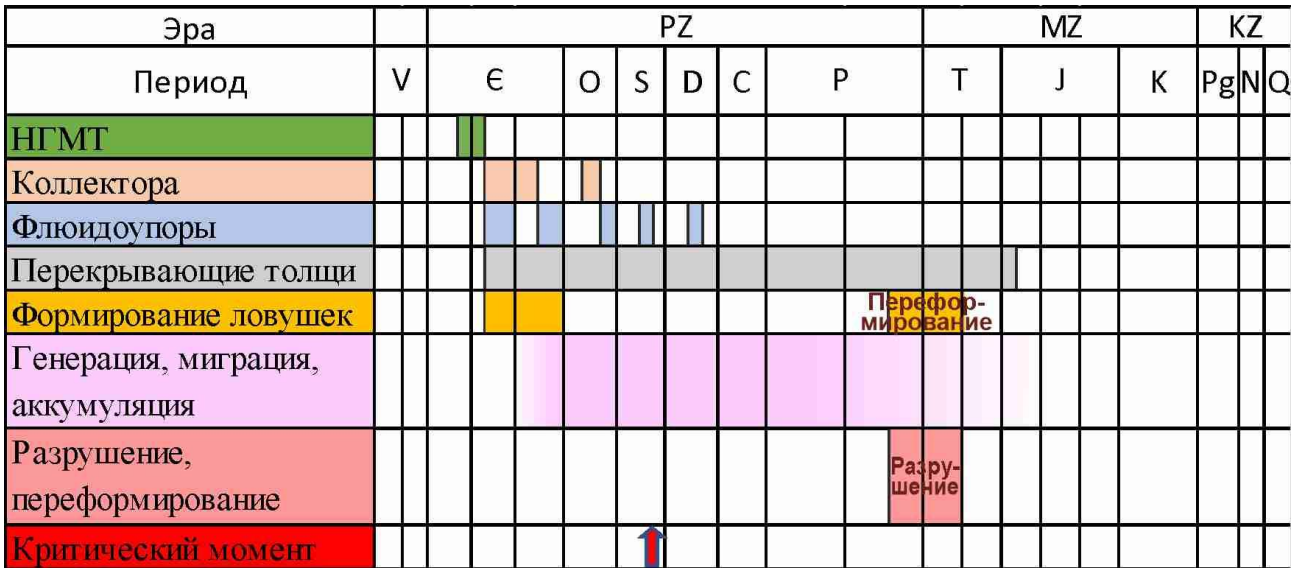


Рисунок 4.47 - Схема западной части вертикальной открытой Куонамской нефтегазовой системы

Таким образом, на основе имеющейся информации можно уверенно констатировать, что Куонамская нефтегазовая система, вероятно, существует (Рисунки 4.46, 4.47), но при этом имеет

весьма проблемный характер. Приуроченность её к Сибирскому внутриплатформенному бассейну седиментации (см. раздел 4.2.2) указывает на преимущественно вертикальный характер миграции, в значительной степени нивелирующий богатый характер куонамской НГМТ (см. раздел 4.3.1.3). Слабым местом Куонамской НГМТ является степень её изолированности и, соответственно, проблема сохранности скоплений УВ. Практически повсеместный пространственный антагонизм тойонско-амгинских черносланцевых толщ и нижнекембрийских солей, хотя и формировавшихся в разное время, но приуроченных к территориально разобщенным унаследованным особенностям эволюционировавшего бассейна седиментации, определяет невысокую вероятность сохранности скоплений УВ, сформированных куонамскими источниками.

Усугубляет ситуацию катастрофический пермо-триасовый тектогенез, разрушивший большинство сформированных к триасу залежей УВ. В восточной части Сибирской платформы пермо-триасовые тектоно-магматические события не имели такого значения, поскольку их эпицентр находился далеко на западе в районе Приенисейской разломной зоны (см. Главу 3). С другой стороны, заложение Вилюйской рифтогенной системы в девоне, предварявшееся региональным воздыманием, привело к разрушению значительных интервалов чехла, вероятно, вплоть до уничтожения самой куонамской свиты на части территории современного Предверхоянского прогиба. Едва начавшиеся к тому времени процессы нафтидогенеза были прерваны и, возможно, на территории Лено-Тунгусской НГП интенсивно больше не возобновлялись.

На западе Сибирской платформы в районе постпалеозойской Тунгусской синеклизы генерационные процессы, вероятно, были реализованы практически в полном объеме (Рисунок 4.47). На это дополнительно повлияло внедрение траппов, интенсивно термально преобразовавшее осадочный чехол на рубеже перми и триаса [46]. Уже существовавшие к этому моменту залежи были по большей части разрушены. Какая-то их часть, вероятно, сохранилась от разрушения, но была переформирована с большими потерями. В западных районах наблюдаются многочисленные поверхностные нефтепроявления, связанные с вертикальными разломными зонами. Некоторые базальтовые тела содержат в кавернах жидкие углеводороды, например, в районе Лебяжинской площади, недалеко от устья Подкаменной Тунгуски [231]. Степень изученности осадочного чехла Курейской и Тунгусской синеклиз не позволяет уверенно прогнозировать распределение коллекторских и экранирующих свойств осадочных толщ. Выдержанным по площади распространением отличаются хорошо отсортированные кварцевые песчаники байкитской свиты нижнего ордовика. Гипсоносность силурийских и девонских интервалов может быть фактором, способствующим изолированности нижнего яруса чехла. Однако этот вопрос слабо изучен.

В свою очередь, соотношение критического момента генерации основных масс УВ, устанавливаемое на основании больших мощностей доверхнепермских осадков, перекрывающих НГМТ, и пермо-триасового времени активизации свидетельствует в пользу интенсивного переформирования, а скорее, масштабного разрушения залежей УВ, и как следствие невысоких перспектив западной части Куонамской НГС и территории Тунгусской синеклизы в целом.

На фоне сделанных отрицательных выводов особняком стоит часть кембрийского осадочного разреза, которую, вероятно, необходимо выделять в самостоятельную Тынепскую нефтегазовую систему (Рисунок 4.48). На удачное вертикальное сочетание нефтегазоматеринских нижнекембрийских черных глинистых известняков и мергелей, высокоемкого карбонатного коллектора известняковой толщи и оленчиминских среднекембрийских солей экранирующих этот коллектор обращено внимание Н.В Мельниковым и А.В. Исаевым по результатам работ [9ф] в междуречье Подкаменной и Нижней Тунгусок.

Обогащённая ОВ толща, названная Н.В. Мельниковым *толщей глинистых известняков*, в пределах Сибирской платформы представляет собой предрифовую фацию относительно глубокого шельфа, ограниченную рифогенными постройками барьерного типа, аналогичную куонамской свите, описанной выше. Она была вскрыта на рубеже 80–90-х гг. прошлого столетия в скважинах бассейна р. Бахты. Толща темноцветных глинистых известняков и мергелей толщиной 40–46 м, фациально замещает мощную (600-700м) светлоцветную существенно доломитовую толщу дельтулинской и низов таначинской свит ($Є_{1-2}$). Из такого соотношения вполне обоснованно был сделан вывод, что в этом районе имеет место наличие фаций голодного бассейна [9ф]. В 2009 году примерно в 100 км западнее, Нижнеимбакской скв. 219 были вскрыты темные глинистые известняки аналогичные отложениям куонамской свиты, ОВ которых было изменено интрузией до апокатагенеза. И, тем не менее, значения концентрации ОВ в разрезе были высоки (2,5-10%) [7ф]. При этом концентрации $C_{орг}$ с запада на восток изменяются от >2 до <1%. Площадь обогащённого ОВ «залива» или по Н.В. Мельникову Тынепского некомпенсированного прогиба составляет около 20000 км^2.

Выше толщи глинистых известняков в Тынепском районе залегает *известняковая толща,* представленная известняками серыми, темно-серыми, волнисто-слоистыми. По результатам сейсморазведочных работ МОГТ в Тынепском фациальном районе предполагается, что известняковая толща формирует на отдельных участках одиночные рифы [124]. Мощность известняковой толши 125-210 м. Коллекторские свойства по аналогии с её лучше изученным стратиграфическим аналогом верхней подсвитой костинской свиты следующие. Средние эффективные толщины составляют около 50 метров, при средней пористости 8,5% и проницаемости: по керну – от $0{,}01*10^{-3}$ мкм^2, до $75*10^{-3}$ мкм^2, расчетной – около $52*10^{-3}$ мкм^2 [29ф].

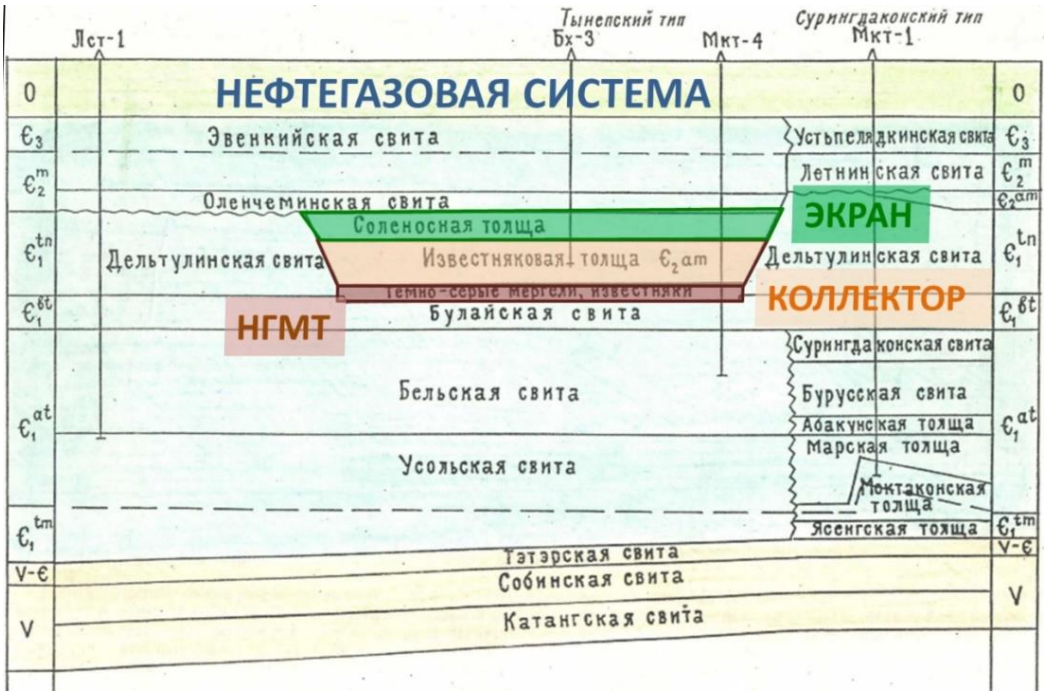


Рисунок 4.48 - Разрез вертикальной изолированной Тынепской нефтегазовой системы по данным [4ф]

Флюидоупором для известнякового коллектора по данным Н.В. Мельникова [122] служат соленосно-карбонатные, в меньшей степени терригенные образования соленосно-доломитовой толщи амгинского и оленчиминской свиты майского ярусов. Масштабное присутствие в составе этих образований каменных солей позволяет рассматривать их в качестве надежного регионального флюидоупора, обеспечивающего высокую степень изолированности Тынепской нефтегазовой системы.

Таким образом, Тынепская нефтегазовая система представляет собой относительно богатую (генерационный потенциал недоизучен) вертикальную изолированную компактную нефтегазовую систему. Она удачно сочетает в себе генерационные возможности боттомско-амгинских черносланцевых НГМТ и изолированность, обеспеченную среднекембрийскими солями. Критический момент генерации основных масс жидких углеводородов, вероятно, пришелся на раннепермское время (Рисунок 4.49). В поздней перми погружение источника УВ продолжилось, но уже сопровождалось активной тектонической и магматической деятельностью (Рисунок 4.49). Указанные процессы оказали преимущественно отрицательное влияние на залежи углеводородов, сформированные в этой НГС. Воздействие вертикальных разломов и связанных с ними проницаемых зон для Тынепской системы, вероятно, не имело значения, поскольку нефтегазоматеринские породы непосредственно подстилают перспективный резервуар. Этот достаточно редкий для Сибирской платформы феномен позволяет рассчитывать на минимальные миграционные потери УВ и предполагает достаточно высокие нефтегазовые перспективы Тынепской НГС.

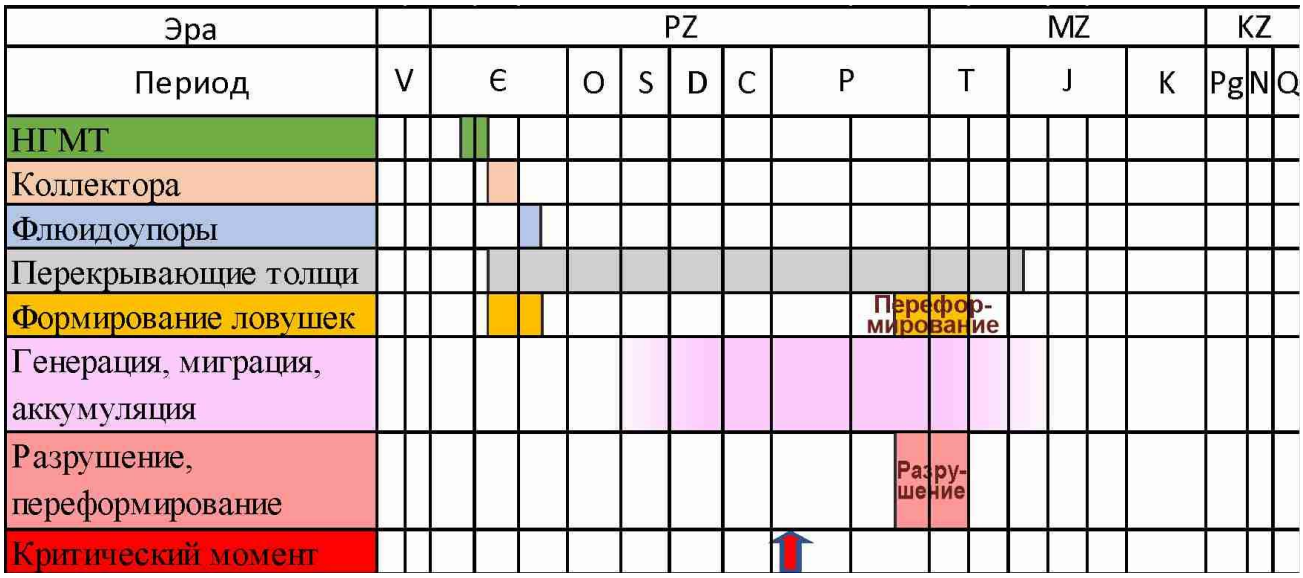


Рисунок 4.49 - Схема вертикальной изолированной Тынепской нефтегазовой системы

4.4. Зоны нефтегазонакопления Сибирской платформы

4.4.1. Обзор понятия Зона нефтегазонакопления

Проблемам нефтегазогеологической терминологии и, в частности, разработке понятия «зона нефтегазонакопления» посвящено множество научных работ геологов-нефтяников. За год до создания первого варианта Положения об этапах и стадиях ГРР на нефть и газ [176], использовавшегося до 2001 года и послужившего основой для действующего сегодня Временного положения об этапах и стадиях ГРР на нефть и газ [35], в 1982 году на несовершенство понятийной базы нефтегазовой геологии обращал внимание академик А.А. Трофимук с соавторами. В №5 журнала «Геология и геофизика» за 1982 год был дан критический обзор содержательной части, показаны проблемные моменты понятия «зона нефтегазонакопления» (ЗНГН) [244]. Тем не менее, всего годом позже в основу регионального этапа принятого в 1983 году Положения, а затем, соответственно, и в основу Временного положения 2001 года, регламентирующих важнейшее направление финансируемых государством работ, парадоксальным образом был заложен термин «зона нефтегазонакопления». Как показала практика - исключительно в качестве «термина свободного пользования». При том, что как было указано [244]:

“… исходные родовые различия, означающие подведение под один термин разных понятий, в сочетании с частными (видовыми) отличиями приводят на практике к выделению совершенно несопоставимых ЗНГН…”

и далее

“…ЗНГН представляют собой «произвольные предметы», поскольку нет правила, обеспечивающего однозначное выделение соответствующих поисковых объектов на практике.”

Таким образом, заложенные в несовершенстве термина ЗНГН неопределённости приводят к тому, что и сегодня по форме правильные, соответствующие требованиям «Временного положения…» задачи и результаты региональных ГРР, формально чётко прописанные в геологическом задании к геолого-разведочному объекту, в момент сдачи заказчику часто обретают совершенно произвольные черты.

В начале текущего столетия вышло несколько статей, посвящённых вопросам неопределённости понятия, зона нефтегазонакопления. Например, в номере 3 журнала Геология и минеральные ресурсы Сибири в 2011 году опубликована статья В.С. Ситникова и В.П. Жерновского [208], в которой авторы обращают внимание на:

“…путаницу с использованием термина «зона нефтегазонакопления» (ЗНГН): в опубликованной литературе известно более 20 толкований. При выделении ЗНГН на различных территориях Сибирской платформы этот термин нередко неправомерно используется разными

авторами в качестве синонима таких понятий, как «нефтегазоперспективная зона», «нефтегазоперспективный объект», «объект региональных работ», «объект поисковых работ». На наиболее изученных территориях разные исследователи объединяют одни и те же месторождения в различных сочетаниях в ЗНГН с произвольно принятыми границами и названиями.”

Вопрос наличия в российской геологии множества слабо увязанных между собой взглядов на термин ЗНГН достаточно полно раскрыт в статье О.М. Прищепы [179]. В соответствии с этой работой рассмотрим множество различных определений понятия ЗНГН (Таблица 4.1).

Из таблицы 4.1 нетрудно заметить, что большинство существующих на сегодняшний момент определений понятия зона нефтегазонакопления страдают двумя главными недостатками. Во-первых, существенно сужен принцип выделения ЗНГН и подчёркнуто преимущество структурного фактора перед литологическим, палеогеографическим и т.п. Во-вторых, применение во многих определениях понятия «месторождение» не позволяет использовать генетический подход к выделению зон нефтегазонакопления.

Логично, что для нефтегазоносных территорий, имеющих древнюю и сложную историю развития, могут выделяться разновозрастные, генетически различные резервуары и в одном месторождении бывают объединены залежи в разных горизонтах чехла, принадлежащие к разным нефтегазоносным комплексам и заполненные различающимися по генезису УВ флюидами. Тип ловушек, контролирующих эти залежи, может также коренным образом различаться в одном и том же месторождении, а их литологические и петрофизические модели также будут различны. Иногда, это различие может быть настолько значимым, что для выявления ловушек в различных НГК и подготовки поисковых объектов совершенно необходимы существенно различающиеся геологические построения и методы поисков. В настоящее время преобладающее множество определений понятия ЗНГН опирается на структурный принцип выделения зон нефтегазонакопления. Учитывая опыт и объёмы открытий и исследований в российской нефтегазовой геологии второй половины прошлого века, понятно, почему так сложилось.

Большинство значительных работ, как и подавляющее большинство значимых открытий советского периода, пришлись на районы с относительно простым геологическим строением: нормально залегающим, плитным интервалом осадочного чехла, на залежи в терригенных коллекторах и со структурным типом ловушек и т.п. Подобные подходы к выделению зон нефтегазонакопления блестяще оправдали себя в важнейшем российском нефтегазодобывающем регионе – Западной Сибири. Основные НГК Западной Сибири имеют относительно простое и однообразное строение осадочного чехла, молодой возраст и слабую преобразованность различными геологическими процессами.

Таблица 4.1 - Сравнение разных авторских определений понятия «зона нефтегазонакопления» [179]

Определение зоны	Автор	Год
Месторождения, приуроченные к одному и тому же относительно крупному линейно-вытянутому структурному элементу.	И.О. Брод	1951
Группы месторождений, связанных общностью нефтегазоносных свит и сходством формы залегания слоев, а также приуроченностью к крупным эндоструктурным или экзоструктурным единицам.	В.Е. Хаин	1954
Ассоциация (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой ловушек	А.А. Бакиров	1959, 1985
Определенные регионального значения крупные геологические элементы (валы, антиклинали и др.), к которым в таком же региональном плане приурочены нефтяные и газовые месторождения, связанные со сходными локальными структурами или зонами регионального, стратиграфического несогласия и литолого-фациального изменения.	М.Ф. Мирчинк	1963
Крупные структурные элементы, с которыми закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения. Группирование ловушек в пределах зоны нефтегазонакопления может быть обусловлено антиклинальными изгибами, осложняющими крупный нефтегазоносный элемент, выклиниванием или несогласным перекрытием нефтегазоносных толщ.	Н.А. Еременко	1968
Группа однотипных месторождений нефти и газа, которая характеризуется закономерной связью с определенным структурным, палеотектоническим или палеогеографическим элементом, а также общностью нефтегазоносных свит и сходством условий формирования месторождений.	Н.Ю. Успенская	1972
Выделение ЗНГН основывается на анализе закономерностей размещения ловушек и скоплений нефти и газа. Разнотипные ЗНГН не сопоставимы. Контроль может быть структурный и неструктурный.	А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодин, Э.Б. Мовшович	1982, 1983
Зоной или ареалом нефтегазонакопления следует считать группу известных и возможных месторождений, формирование и их размещение по площади и разрезу генетически связаны с региональным элементом (структурным или седиментационно-денудационным), закономерно образующимся и (или) активизирующимся на определенном этапе эволюции НГБ.	Е.В. Кучерук, Е.Р. Алиева	1985
Зона расположения смежных месторождений нафтидов (нефть, конденсат, газ, природные битумы), сформированных в результате накопления углеводородных флюидов из единого или единых одинаково направленных миграционных потоков.	М.К. Калинко	1985
Системы ловушек, локализованных в нефтегазоносном бассейне (чаше всего в нефтегазоносном комплексе), характеризующиеся общностью механизма аккумуляции УВ. (Они формируются на участках развития первичных и вторичных неоднородностей экранированных коллекторских систем и флюидов, физическое состояние которых обеспечивает аккумуляцию УВ).	А.Н. Золотов, Б.А. Лебедев, В.В. Самсонов	1985, 1987
Относительно целостная в структурном отношении часть осадочного слоя (положительная структура II порядка, структурный нос, приподнятый блок-моноклинали), в пределах которой объем отложений колеблется от 600 до 5000 км^3 и экспозиция которой относительно областей генерации позволяет реализовать в ее пределах промышленной нефтеносности. Неструктурные зоны нефтегазонакопления также укладываются в этот диапазон объектов.	В.С. Лазарев	1990
Совокупность (группа) ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей - генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ. (Зоны НГН в плане могут, как совпадать, так и существенно различаться по размерам и площади, т.е. быть унаследованными, не унаследованными, навешенными).	О.М. Прищепа	1991, 1994, 2006

Это позволило совершить масштабные открытия на основе узкой «структурной» трактовки термина «Зона нефтегазонакопления» и с относительно простым алгоритмом использования геолого-геофизических методов исследований осадочного бассейна. Однако в

таких сложных древних НГП, как Лено-Тунгусская, приоритет структурного фактора часто уводит нефтяников в сторону. Но и в Западной Сибири постепенное истощение УВ в традиционных резервуарах толкает компании к поискам неантиклинальных ловушек, в первую очередь в ачимовском комплексе. В этой связи становится явным несоответствие между распространением перспективных частей клиноформ и нефтегазогеологическим районированием, базирующемся на структурном плане стратифицированных толщ.

Важнейшим тезисом в работе О.М. Прищепы [179] является выделение генетического направления определения ЗНГН [69], которое решает указанные вопросы. Одно из качественных свойств ЗНГН – служить объектом исследований определенной стадии ГРР (см. Рисунок 2.4). С этой позиции [69]: **ЗНГН - Определённая система ловушек, которая служит объектом поисковых работ.**

Это близко соответствует пониманию ЗНГН, используемому в этой работе. На его основе сформулируем более полное определение: ***Зона нефтегазонакопления – локализованная система однотипных парагенетически родственных ловушек, промышленная нефтегазоносность одной или нескольких из которых доказана***.

Этим одновременно и подводится черта под региональным этапом, и определяется объект изучения поискового этапа ГРР. Определение зоны нефтегазонакопления на основе генетических особенностей, позволяющих рассматривать некоторое множество ловушек именно как систему, обусловленную определёнными геологическими закономерностями, в свою очередь, определяет ЗНГН, как единицу иерархии и нефтегазогеологического районирования отличных от принятых в настоящее время в отечественной геологии (см. Рисунок 2.4). Большинство авторских определений ЗНГН основываются на группировании по определённым признакам месторождений (местоскоплений) нефти и газа – они в большей степени решают задачи районирования в достаточной степени изученных территорий, при наличии уже открытых месторождений. Таким образом, можно констатировать, что в большинстве известных определений ЗНГН рассматривается как единица районирования, направленного на оценку запасов, распределения и состава углеводородов. Классическими являются, например, определения И.О. Брода 1951 года [19]:

“Месторождения, приуроченные к одному и тому же относительно крупному линейно-вытянутому структурному элементу, с которым связано их формирование”

определение из «Спутника полевого геолога-нефтяника» [219]:

“Группы месторождений, связанные общностью нефтегазоносных свит и сходством формы залегания слоёв, а также приуроченностью к определённым крупным структурным или седиментационно-структурным элементам.”

Перечисление примеров можно продолжить. Если сопоставить эти определения ЗНГН с действующим сегодня Временным положением об этапах и стадиях [35] возникает парадоксальное понимание того, что на стадии *оценки зон нефтегазонакопления*, второй стадии регионального этапа, должны исследоваться группы месторождений нефти или газа. Можно сделать вывод о невозможности в полной мере использовать большинство из имеющихся определений ЗНГН, в качестве термина регламентирующего проведение системных ГРР и, в свою очередь, констатировать, что месторождение (местоскопление) и зона нефтегазонакопления являются единицами различных подходов к нефтегазогеологическому районированию (см. Рисунок 2.4). Месторождение может объединять пространственно сближенные залежи, контролируемые генетически различными разнотипными ловушками. Оно относится к известной иерархии, используемой сегодня в районировании: залежь – месторождение – нефтегазоносный район – нефтегазоносная область – нефтегазоносная провинция.

В представленной работе зона нефтегазонакопления является единицей нефтегазогеологического районирования, направленного, согласно диалектике ГРР, по принципу от общего к частному на выявление закономерностей распределения ловушек УВ и, в итоге, на определение геолого-геофизических методов поисков и разведки ловушек на территории действия той или иной геологической закономерности. Подобное нефтегазогеологическое районирование и иерархия объектов исследований достаточно давно используются на западе (см. Рисунок 2.2). Обязательными единицами такого районирования должны являться по направлению увеличения степени детальности и изученности, от общего к частному: осадочный бассейн – нефтегазовая система - возможная зона нефтегазонакопления или зона нефтегазонакопления (с доказанной нефтегазоносностью) – ловушка УВ – залежь УВ. В этой связи важнейшее значение приобретает рассмотрение термина ловушка УВ и раскрытие его смысла на основе классификации.

4.4.2. Ловушки нефти и газа Сибирской платформы. Терминология и классификации

В разные годы вопросами терминологии нефтяной геологии занимались многие исследователи, в том числе и такие известные нефтяники, как И.М. Губкин, И.О. Брод, М.Ф. Мирчинк, А.А. Еременко, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин, А.А. Бакиров, А.И. Леворсен, Г.А. Хальквист, И.В. Высоцкий, К.С. Маслов, С.В. Гольдин и др. Однако каждый из них давал свое, иногда существенно отличное от другого определение такого термина, как, например, «зона нефтегазонакопления», «ловушка» и др.

Рассмотрим онтологию и сущность понятия ловушка, типовая ловушка, а также значимость установления характера и комплекса типовых ловушек для завершения регионального этапа и начала нефтегазопоисковых работ. Необходимо отметить, что сами по себе ловушки нефти и газа не являются конечной целью ГРР, поскольку могут оказаться пустыми по различным причинам или содержать углеводородный продукт в непромышленных масштабах. Однако в настоящее время не существует универсальных способов обнаруживать залежи нефти и газа прямыми методами, что и оправдывает сложные большеобъёмные сопутствующие поиску залежей УВ исследования.

Понятие ловушка или trap (англ.) использовали многие отечественные и зарубежные ученые (А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.Г. Вильсон, Н.А. Еременко, М.К. Калинко, А.И. Леворсен, К.К. Лэйндс и др.). Отметим несколько важных признаков ловушек. Принципиальным в этой связи является то, что, практически во всех случаях и определениях указывается на две функции нефтегазовой ловушки – экранирование и вмещение. То есть ловушка всегда представлена комбинацией коллекторских и непроницаемых пород, коллектора и экрана, которые расположены таким образом, что способны прекращать или существенно замедлять миграцию значительных объемов легких углеводородов в гидродинамической среде земных недр на время достаточное для их промышленного накопления и извлечения. Это позволяет сопоставить понятия ловушки и резервуара. Ловушка в этой связи является частным случаем резервуара, выделяясь более определенным масштабом размеров (резервуар может быть региональным) и степенью раскрытости (резервуар может быть раскрытым, транзитным). Вероятно, разделение на «возможные ловушки» (неопоискованные) и «ловушки» (контролирующие залежь УВ), на региональной стадии ГРР и в процессе наших исследований лишено всякого смысла (в отличие от ЗНГН и ВЗНГН) и вносит лишь дополнительные сложности и в не без того запутанную терминологию нефтегазовой геологоразведки. Без поиска ловушек в пределах частей осадочного бассейна, в нефтегазовых системах чаще всего невозможно обнаружить залежи УВ, но предсказать наверняка, будет ловушка продуктивной или нет, также нельзя. Следовательно, подобное разделение имеет смысл лишь на последней стадии поискового и на разведочном этапе.

Таким образом, под **ловушкой** нефти и газа в работе понимается: **Резервуар, в котором могут существовать условия для улавливания флюидов и формирования значимой нефтегазовой залежи (залежей)».**

Резервуар, в этом случае [244]:

“номинальное породно-слоевое тело или породное тело-коллектор, ограниченное снизу и (или)сверху относительно непроницаемыми (слабопроницаемыми) породными (породно-

слоевыми) образованиями (водоупорами или экранами) и поэтому являющееся реальным или потенциальным вместилищем флюидов (нефти, газа, воды и различных их сочетаний).”

Таблица 4.2 - Схематическая классификация ловушек углеводородов [331]

I	Структурные, сформированные тектоникой Складчатые — Антиклинали сжатия; Антиклинали уплотнения Приразломные
II	Литокинетические - диапировые ловушки, сформированные контрастной плотностью слоёв Галокинетические - соляные диапиры Пелитокинетические - грязевые диапиры
III	Стратиграфические, обусловленные фациальными обстановками или диагенезом
IV	Гидродинамические, всформированные движением воды
V	Комбинированные, созданные сочетанием двух или более из вышеперечисленных процессов

Другими словами, резервуар – это не просто коллектор, а коллектор в определенном сочетании (экранированный) с флюидоупором.

Залежь — это существенное единое скопление углеводородов в ловушке или в поверхностных условиях, все части которого гидродинамически связаны.

Ловушки характеризуются суммарным объемом пустот коллекторов, которые могут заполняться нефтью или газом. Размеры ловушек характеризуются высотой и площадью (объемом), изменяющимися от долей до десятков квадратных километров, и больших (на порядок или два) величин. Существует множество отечественных и зарубежных авторских классификаций ловушек по типам. Например, в работе [**330**] сообщается о том, что за границей разработаны несколько схем классификации ловушек. Большинство из них основаны на геометрии. Указывается, что общепризнаны две основные генетические группы ловушек: структурная и стратиграфическая. Комбинированные ловушки обусловлены сочетанием преимущественно тектонических и седиментационных процессов. В таблице 4.2 представлена классификация ловушек углеводородов из этой книги.

В отечественной геологии, вероятно, вслед за H.R. Lovely [314] большинство исследователей выделяет три большие группы ловушек: **структурные (структурно экранированные), литологические (литологически экранированные) и стратиграфические (стратиграфически экранированные).**

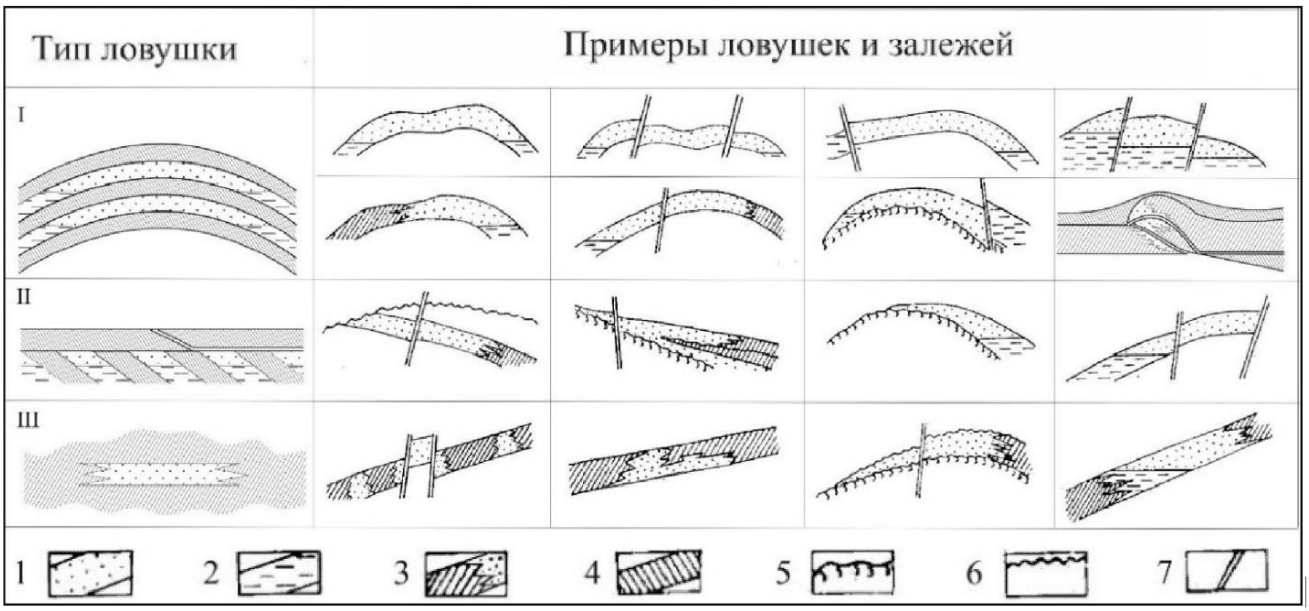


Рисунок 4.50 - Типы ловушек УВ Сибирской платформы [55, 17ф]

Типы: I – **структурный**, связанный с изменением морфологии значительных интервалов; II – **стратиграфически экранированный**, связанный с изменением морфологии малых интервалов; III - **литологически экранированный,** обусловленный локальными неоднородностями; 1,2 - коллекторы: 1 - нефтегазонасыщенные, 2 - водонасыщенные; 3 - литологические замещения коллекторов непроницаемыми отложениями; 4 - экранирующие покрышки; 5 - породы кристаллического основания; 6 - стратиграфические несогласия; 7 - разрывные нарушения

Собственный опыт исследований автора, преимущественно в геологически сложных районах Восточной Сибири, позволяет предложить авторскую классификацию ловушек, в целом, близко (не всегда) соответствующую приведенному выше делению на три группы, но имеющей отличную смысловую нагрузку. Принципы и основания этого деления по большей части лежат в практической плоскости. В соответствии с ними, делению на структурные (преимущественно антиклинальные), литологические и стратиграфические ловушки можно сопоставить три типа по степени выраженности самих ловушек или связанных с ними генетически и морфологически интервалов разреза, в геофизических полях. Перечислим эти три типа:

1. ловушки, связанные с изменением морфологии значительных интервалов разреза;
2. ловушки, связанные с изменением морфологии малых интервалов разреза или неявно связанные с изменением строения значительных интервалов разреза;
3. ловушки, обусловленные локальными неоднородностями, не проявленными в изменении петрофизики и морфологии значительных толщ горных пород.

Такое деление имеет важное практическое значение, поскольку не только позволяет типизировать ловушки на основе их генетических особенностей, но и дает возможность сформировать методику поисковых работ, в главных чертах показать применимость тех или

иных геолого-геофизических методов для поиска и подготовки объектов. Исследования количественных параметров типовых ловушек, результаты последующего геофизического моделирования, выполненные нами для Восточной Сибири в рамках предыдущих исследований, не выявили аномальный эффект от известных ловушек углеводородов в электромагнитном и потенциальных полях, сравнимый с погрешностью измерений, точностью аппаратуры и уровнем нецелевых сигналов [17ф].

На основании данных Н.А. Туезовой [24ф, 25ф, 26ф, 27ф] по количественным параметрам известных ловушек, контролирующих разведанные залежи, результатов последующего моделирования и решения прямых задач [17ф] можно утверждать, что содержащие УВ резервуары горизонтов осадочного чехла Восточной Сибири на глубинах более нескольких сотен метров, в большинстве случаев, не обладают петрофизическими свойствами, значимо отличающими их по плотности, магнитной восприимчивости и электропроводности от водонасыщенных резервуаров и других геологических объектов, создающих фон помех в осадочном чехле. В реальных разрезах Сибирской платформы над продуктивными горизонтами, в зависимости от района и толщины чехла, может быть встречено несколько десятков объектов-помех, проявляющих себя в геофизических полях, подобно ловушкам в продуктивном горизонте и, даже, более аномально.

Хотя, в этом плане поле упругих волн, вероятно, не является стопроцентным исключением, тем не менее при интерпретации результатов сейсморазведки чаще всего отсутствуют необходимости фиксировать отражения непосредственно от ловушки или, тем более, залежи. Изучение поля отражённых упругих волн даёт представление о структуре, количественных и качественных параметрах целых пачек и толщ стратифицированных образований, чаще всего весьма мощных, среди которых по данным изучения керна и комплекса ГИС прогнозируются резервуары, коллектора и покрышки.

Поэтому, вероятно, основой для типизации ловушек Сибирской платформы по степени распознаваемости в геофизических полях должны служить особенности проявления целевых поисковых объектов (ловушек) в поле распространения упругих волн и в данных глубокого бурения (Рисунок 4.50). В связи с этим, можно выделить три типа ловушек.

I. Структурный, преимущественно антиклинальный тип ловушек.

Возникает при тектогенезах или в качестве структур облекания. По положению в осадочном чехле эти ловушки можно разделить на погребенные, навешенные, дуплексные и сквозные. Первые из них сформировались в результате древнего складкообразования, предшествующего последующему осадконакоплению, и фиксируются только по нижним интервалам чехла, вторые – в аллохтонной, надвинутой, дислоцированной части, третьи - в

надвиговых подсолевых и межсолевых интервалах и четвертые - по всему разрезу осадочного чехла, преимущественно в зонах субвертикальных сдвигов.

По генезису структурные антиклинальные ловушки делятся на дислокации и структуры облекания. Дислокации формируются в процессе тектонических напряжений, как результат перемещения блоков земной коры. Структуры облекания образуются над морфологическими выступами древних эрозионных поверхностей, в процессе дифференцированного литостатического (дифференциального) уплотнения осадочных толщ. Вероятно, им соответствуют антиклинали уплотнения Р. Селли [331, 332].

По масштабам, в зависимости от времени проявления складчатости, первый тип ловушек может соответствовать структурному ярусу или структурному этажу всего осадочного чехла. В случае сквозных ловушек первого типа вертикальная составляющая процессов проявлена на всю толщину разреза, иногда даже складчатого основания. В большинстве случаев в процесс смятия или литологического уплотнения вовлекается мощная толща (от сотен метров до нескольких километров) стратифицированных образований, что позволяет достаточно уверенно обнаруживать антиформы осадочного чехла с помощью метода сейсморазведки и даже геологической съемки. В этом случае не существует необходимости пытаться обнаружить на временных разрезах непосредственно антиклинальную ловушку, как отдельную структуру, сочетающую антиклинально изогнутые коллектор и покрышку. Достаточно установить особенности структурного плана отражающих горизонтов, знать их привязку к разрезу (какими петроакустическими неоднородностями они обусловлены) и иметь представление на основании скважинных данных о наличии на исследуемой площади продуктивных пластов. На практике, в Восточной Сибири толщины коллекторов чаще всего не позволяют распознавать их на временной картине по причине частого отсутствия высокочастотного разрешающего сейсмического разреза и их малых толщин.

В сквозных ловушках первого типа, по вертикали может быть встречено несколько перспективных уровней и, следовательно, ловушек (и залежей) углеводородов. Это позволяет существенно снизить риски поискового бурения при его простом вертикальном характере. Одной скважиной может быть изучено несколько уровней в продуктивных горизонтах различного типа.

Ловушки, правильнее структуры, первого типа часто группируются в **зоны нефтегазонакопления сквозного характера**, объединяющие перспективные интервалы нескольких продуктивных горизонтов или даже нефтегазоносных комплексов. Геологические факторы, обуславливающие появление сквозных ЗНГН, носят в первую очередь тектонический, геодинамический характер.

С другой стороны, особенностью Лено-Тунгусской НГП является широкое развитие процессов тангенциального сжатия, приведшее к смятию верхних, венд-палеозойских

межсолевых и, особенно, надсолевых толщ и не затронувшее нижние, в основном, докембрийские горизонты. Таким образом, формируются **навешенные и дуплексные зоны нефтегазонакопления**.

II. Стратиграфически и тектонически экранированный тип ловушек.

Второй тип ловушек чаще всего приурочен к поверхности структурного или стратиграфического несогласия. Ловушки стратиграфически экранированного типа возникают в местах несогласного перекрытия коллекторов экранирующими толщами.

В других случаях пласты-резервуары могут нарушаться секущими дизъюнктивами, представляющими экранирующие зоны [334]. Ловушки, обусловленные наличием тектонических флюидоупоров, секущих резервуары и проявляющихся на сейсмических разрезах нарушениями осей синфазности, также должны быть отнесены ко второму типу. В последние годы модели тектонически экранированных ловушек получили широкое распространение. Подобные построения используются при подсчётах запасов, вероятно, часто без достаточного обоснования. По большей части на территории Сибирской платформы крупные тектонические экраны (субвертикальные разломы) не имеют решающего значения, в большинстве случаев осложняя блоковостью более крупные структуры. Подробно сложный вопрос тектонического экранирования рассмотрен в специальных работах [334]. При сегодняшней недостаточной степени изученности значение восточносибирских разломов — это осложняющий (экранирующий, дренирующий, уничтожающий коллектора) фактор для других типов ловушек.

В случаях стратиграфического и пологого тектонического экранирования второй тип ловушек также достаточно уверенно распознаётся по материалам сейсмической записи, поскольку аномальную картину обуславливают стратифицированные образования толщиной в сотни метров и более. Существенное отличие от ловушек первого типа состоит в горизонтальном распределении перспективных объектов, возможных ловушек и в невозможности вскрытия вертикальным стволом глубокой скважины всей перспективной зоны, приуроченной к подстилающей части субгоризонтальной поверхности несогласия.

III. Литологически экранированный тип ловушек.

Третий тип ловушек в настоящее время имеет наиболее широкое распространение в вендском терригенном и карбонатном верхневенд-нижнекембрийском НГК Лено-Тунгусской НГП. В осадочном чехле, развитом на жёстком довендском основании, он является главным подтверждённым типом ловушек. Подобные ловушки относятся к наиболее трудно обнаруживаемым. В осадочном чехле Лено-Тунгусской НГП отсутствуют контрастные петрофизические неоднородности, отличающие перспективный коллектор от вмещающих пород. Форма резервуара в случае литологического экранирования может быть весьма различной и

обусловлена процессами лито- и эпигенеза. По данным геофизики литологически экранированные ловушки практически не устанавливаются, поскольку не сопровождаются структурными особенностями значительных интервалов разреза, как в случаях первого и второго типа. Ловушки проявляют себя незначительно, в масштабе отдельных продуктивных горизонтов, чаще всего, толщиной менее 10-15 метров. Для глубокого бурения такие объекты являются наиболее неблагоприятными, так как перспективным и, соответственно, целевым в большинстве случаев будет только один узкий интервал разреза. Поиски и прогноз подобных ловушек на системной основе в настоящее время возможны на участках, где качественно выполнены региональные сейсмостратиграфические исследования и по данным геофизики и бурения уже установлены основные закономерности развития коллекторов.

Литологически экранированные ловушки контролируют крупнейшие и гигантские залежи углеводородов Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской НГО. С ними могут быть связаны скопления УВ в венд-нижнепалеозойском, верхнепалеозойском, мезозойском интервалах разреза Предпатомского и Предверхоянского прогибов. Подобный тип ловушек, вероятно, может быть основным в моноклинальном, слабо дислоцированном рифейском чехле Предсеттедабанского прогиба, в случае получения новых данных для обоснования и доказательства актуальной нефтегазовой системы на этой территории.

4.4.3. Типовые ловушки отдельных районов Сибирской платформы

4.4.3.1. Типовые ловушки центральных районов Лено-Тунгусской НГП

Важнейшим понятием при проведении системных геолого-разведочных работ на стадиях выделения и оценки зон нефтегазонакопления регионального этапа становится определение типовой ловушки углеводородов. Как это было показано выше, в зарубежной геологоразведке однотипные или типовые ловушки используются при выделении плеев (см. раздел 2.2.3). В отечественной геологии понятие типовой ловушки, вероятно, весьма полезно было бы применять для выделения зон нефтегазонакопления (см. раздел 4.4.1). Однако, можно констатировать, что оно пока не получило заслуженного внимания при проведении и планировании ГРР. Это, вероятно, не совсем правильно, поскольку если зона нефтегазонакопления – это система ловушек, характеризующихся единым геологическим механизмом формирования, то исследуемые ловушки должны обладать и общими чертами строения, относиться к определенному типу. Для центральных районов Лено-Тунгусской НГП и её достаточно хорошо изученных НГО, таких как Байкитская, Непско-Ботуобинская, Ангаро-Ленская и Катангская, можно выделить семь основных типов ловушек (Рисунок 4.51. и Таблица 4.3).

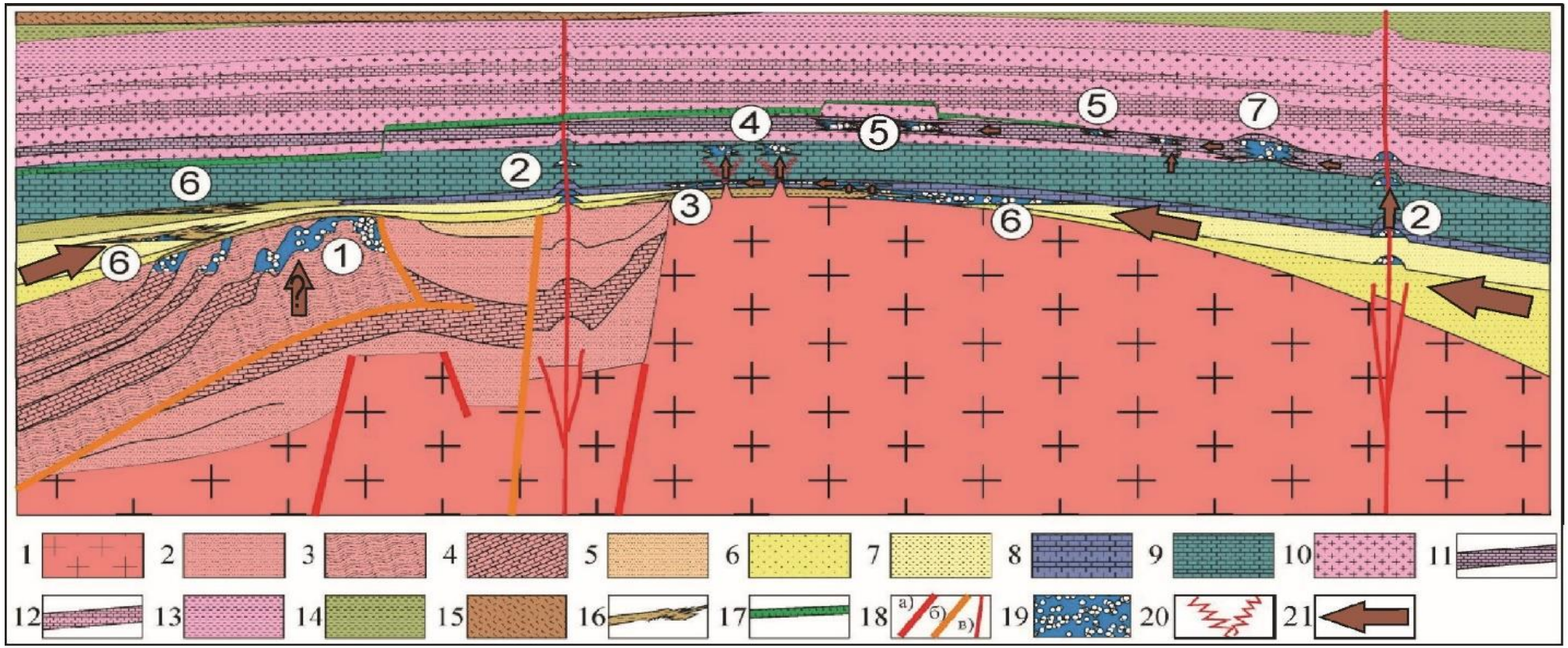


Рисунок 4.51 - Принципиальная модель нефтегазоносности центральных частей Лено-Тунгусской НГП

Условные обозначения к Рисунку 4.51. на след. стр.

1- кристаллический фундамент; 2- рифейские отложения; 3- в различной степени метаморфизованные рифейские отложения; 4- карбонатные толщи камовской серии; 5- верхнерифейские отложения; 6- непский стратиграфический горизонт; 7- тирский стратиграфический горизонт; 8- преображенский горизонт; 9-верхняя часть даниловского стратиграфического горизонта; 10- нижнкембрийские соли; 11- осинский горизонт; 12- другие межсолевые карбонаты; 13-средний-верхний кембрий;14- ордовик-силур, поверхности срыва с указанием направления смещения; 15- верхний палеозой – мезозой; 16-внутривендские флюидоупоры; 17-усольский силл; 18-разломы: а)раннерифейсие сбросы, б) позднерифейские разломы, в) фанерозойские сдвиговые дислокации; 19-резервуары, залежи; 20-зоны литостатической трещиноватости; 21-вероятные пути миграции УВ. **Типы ловушек (цифры в кружках):** 1-стратиграфически экранированная в довендской коре выветривания (юрубчено-куюмбинский тип); 2- антиклиналь присдвиговая (Бысахтахский, имбинский тип); 3-литологически экранированная в преображенском и карбонатном горизонте; 4-литологически экранированная выщелачивания подсолевых карбонатов (даниловский тип); 5- структурно-литологическая выщелачивания карбонатов по периферии усольского силла (ичединский тип); 6- литологически экранированная в транзтных горизонтах терригенного венда (ярактинский тип); 7-структурно-литологические в осинском горизонте (талаканский тип).

Таблица 4.3 - Параметры типовых ловушек центральных частей Лено-Тунгусской НГП

№ на Рис. 4.51	Название	Тип	Глубины залежей км	Амплитуда, *м*	Эффективная толщина коллектора отдельные пласты, *м*	Размеры, max, *км*	Пористость, проницаемость коллектора, средние	Ресурсы геол. *max*, млн.т. н.э.	В эрозионном структурном плане	Метод поиска
1	Стратиграфические экранированные	II, группа ловушек	2,0	-	180	40x100	1-5 %, Матрица - 0,03 мД, Суммарно по ГДИ до 107 мД и более	500	Непроявлена	Сейсмика, бурение
2	Антиклиналь присдвиговая	I	1-5	100	10	25x100	До 15%, до 400 мД	До 750	Проявлена. Может быть не проявлена.	Геологическая съемка, Сейсмика, бурение
3	Литологически экранированная	III	1,5-5	-	10	100x100	11%, до 0,2 мД	1000	Не проявлена	Динамический анализ, бурение
4	Литологически экранированная	III	1-2	-	5,5	8x15	12%, до 80 мД	15	Не проявлена	Сейсмика, динамический анализ, бурение
5	Структурно-литологическая	I- III	1,8	40	(0,5-2)x10	10x35	11%, до - мД	50	Не проявлена	Сейсмика, динамический анализ, бурение
6	Литологически экранированная	III	1,2 - 2,5	До 400	20	До 60x100	14%, до 300 мД	До 1000 и более	Не проявлена	Динамический анализ, бурение
7	Структурно-литологическая	I- III	0,6	200	10	24x36	12%, до 100 мД	500	Не проявлена	Сейсмика, бурение

В качестве эталона каждой из типовых ловушек можно взять модели строения ловушек разведанных месторождений. Частично, для эталонных участков подобные модели, представляющие собой подсчетные планы по продуктивным горизонтам, геологические разрезы по скважинам, таблицы подсчетных параметров, включающие эффективные толщины коллекторов, пористость и проницаемость (средние и экстремальные значения), данные по запасам, имеются в отчетах по количественной оценке углеводородных ресурсов выполненной АО СНИИГГиМС в 2012 и 2019 годах [28ф].

Охарактеризованы практически все типы ловушек, включая ловушки, контролирующие относительно недавно открытые и разведанные залежи в карбонатных резервуарах со вторичной пустотностью осинского коллектора [84], развитые по периферии усольского силла и особенно на площади перехода его в верхнюю усольскую подсвиту и низы бельской свиты. С подобными ловушками связаны залежи Ичединской ЗНГН, выделенной автором в 2013 году.

Первый тип ловушки (номер один на рисунке 4.51 и в таблице 4.3), стратиграфически экранированный, характерен для нефтегазовых залежей территории Юрубчено-Куюмбинской или Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [92]. Несмотря на то, что по некоторым

данным, в том числе и по материалам подсчета запасов ГКЗ, на территориях Юрубченского и Куюмбинского месторождений предполагается сплошное региональное нефтегазонасыщение, в подэрозионной части кровли довендского основания здесь принято выделять карбонатные трещинно-карстовые или трещинно-каверновые коллектора куюмбинской и юрубченской свит камовской серии. Эти толщи несогласно выходят под разновозрастные, существенно глинистые, слабопроницаемые образования непского, тирского и даниловского стратиграфических горизонтов, экранирующие залежи.

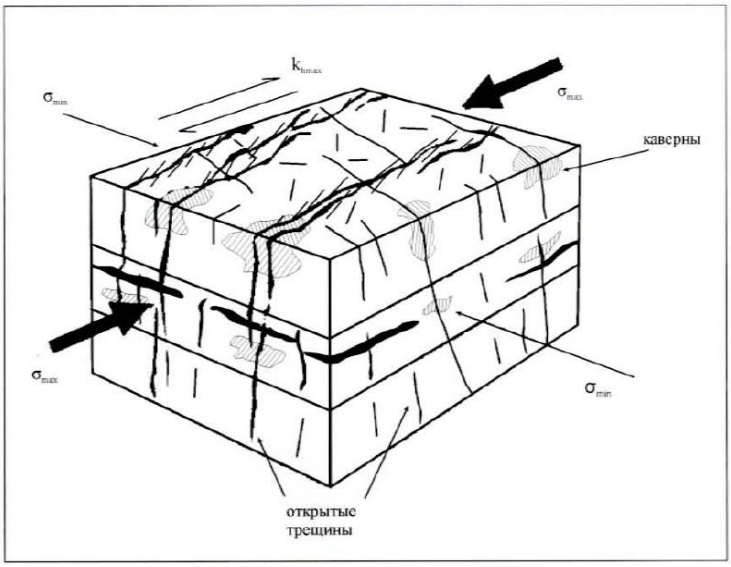


Рисунок 4.52 - Модель трещинного рифейского резервуара Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления [259]

Стрелками указаны направления максимальных и минимальных современных напряжений

Пористость матрицы карбонатных, часто строматолитовых доломитов, поднимаемых в керне, минимальна. Пустотность связана по большей части со вторичной трещиноватостью. Измеренная в массиве она может достигать значений до 4-5 % за счет открытых трещин и каверн (Рисунок 4.52).

По данным В.В. Харахинова и С.И. Шленкина [259] установлено 6 генераций микротрещин: седиментационные, усыхания, эпигенетические, стилолитовые швы, тектонические – без следов выщелачивания и с пустотами выщелачивания. Кроме того, указывается что положительную роль при формировании вторичной пустотности играют процессы доломитизации, окремнения и выщелачивания. Последнее приводит к формированию каверн выщелачивания размером от нескольких миллиметров до 4-5 см преобладающий размер 2-8 мм. Участками крупные каверны достигают размеров 5х1,5 см, иногда они образуют цепочкообразные скопления длиной до 5 см. В отдельных случаях отмечаются очень крупные каверны. Основной объем выщелачивания приходится на строматолитовые доломиты.

Проницаемость, измеренная с помощью гидродинамических исследований в скважинах, может составлять величины до 107 мД и, вероятно, более [259].

Ловушки **первого типа**, по факту, являются локальными зонами с повышенными коллекторскими свойствами в пределах участков со значительно более низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Это позволяет рассматривать подобные резервуары не столько в качестве объектов поисков, сколько в качестве факторов и ориентиров для разведки и подсчета запасов. Накопленный опыт пока не дает реальных надежд на обнаружение нефтегазовых залежей в подобных ловушках вне регионального контура нефтеносности, связанного с приподнятой структурой Камовского свода. Скорее наоборот, вопреки некоторым мнениям [34], следует прогнозировать открытия промышленных скоплений УВ вне развития карбонатных коллекторов в зонах повышенной трещиноватости к северо-западу от Куюмбинского месторождения, среди кристаллических толщ «фундамента», гипсометрически выше уровня регионального нефтяного контакта.

Ко второму типу, к антиклинальным присдвиговым ловушкам относятся антиформы, возникающие в зонах сдвиго-сжатий. В этом случае образуются «цветковые» или «пальмовые» структуры. Либо сами структуры, либо, чаще, отдельные «лепестки» этих структур создают принадвиговые антиклинали, контролирующие залежи. Нужно отметить, что подобный тектогенез отличается двойственным характером. С одной стороны, он создает антиформы, с другой – связанные с тектоникой процессы динамометаморфизма и метасоматоза ухудшают коллекторские свойства гранулярных резервуаров, лишь частично восполняя это созданием вторичной трещинной пустотности, к тому же обычно плохо экранированной. Структуры второго типа, особенно, приуроченные к осевым зонам сдвиго-сжатия, имеют вертикальный характер и обеспечивают вертикальную миграцию в соответствующих нефтегазовых системах. Поэтому ловушки и зоны нефтегазонакопления, связанные с ними, контролируют залежи в разновозрастных частях разреза. Примером подобных структур являются присдвиговые ловушки Бысахтахского месторождения юго-восточной периферии платформы, Ангарской зоны сладок, Мирнинского района и т.п. Собинско-Пайгинское месторождение с залежами в терригенных пластах непского стратиграфического горизонта сформировалось на удалении от очага активного тектогенеза, приуроченного к южной оконечности Енисейского кряжа, Иркенеевскому выступу. Вероятно, это удаление позволило относительно хорошо сохраниться ФЕС гранулярных коллекторов. До настоящего времени высокими перспективами обладает сценарий возможной гидродинамической сообщаемости вертикально расположенных, в настоящее время рассматриваемых изолированно залежей УВ. Такой вариант резко увеличивает общие оценки запасов УВ подобных месторождений.

Третий тип на рисунке 4.51 и в соответствующей таблице представлен многочисленными залежами, или как считает Г.Г. Шемин единой нефтегазовой залежью [270] в преображенском пласте. Коллектором этой ловушки являются относительно малопористые, слаботрещиноватые доломиты органогенного, органогенно-обломочного и хемогенного генезиса [266].

Наиболее крупной из разведанных залежей преображенского пласта сегодня является залежь нижнеданиловского резервуара Верхнечонского месторождения. Здесь, при пористости, достигающей величин более 10 %, проницаемость оценивается весьма низко, долями миллидарси. В связи с этим освоение значительных геологических запасов нефти в настоящее время вызывает значительные трудности. В качестве локальных флюидоупоров, вероятно, следует рассматривать менее проницаемые разности карбонатов катангской свиты, вышележащих известняков и доломитов даниловского стратиграфического горизонта. Однако подобное экранирование не является абсолютным. Главную роль в удержании нефти в преображенском продуктивном пласте играли и играют нижнекембрийские соли.

В этой связи, вероятно, следует рассматривать пласт $Б_{12}$ как часть единого нефтегазонасыщенного терригенно-карбонатного резервуара, образованного в пределах наиболее приподнятой (до формирования Тунгусской синеклизы в пермо-триасе) части Непско-Ботуобинской антеклизы [23ф, 18ф]. Регионально распространенные карбонаты с невысокими ФЕС лежали на путях вертикальной миграции, продолжающей латеральную миграцию УВ в рамках Предпатомской нефтегазовой системы. Движение углеводородов, видимо, осуществлялось из очага Предпатомского прогиба по транзитным горизонтам терригенного венда до приподнятой области аккумуляции. Там, где миграция не доходила до зон вертикальной проницаемости, обеспечиваемой в первую очередь отсутствием локальной покрышки и наличием вертикальной, вероятно, литостатической трещиноватости, углеводороды концентрировались в литологически экранированных ловушках **шестого типа**. Таким способом сформировались крупнейшие месторождения-гиганты Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени.

Там, где локальные флюидоупоры отсутствовали, через тирское «окно» (см. Раздел 4.2.2), потоки нефти и в меньшей степени газа (нефтяная зона латеральной НГС, см. Раздел 4.3.2.2) переходили от движения по наклонному пласту к подъему по зонам трещиноватости в карбонатном венде. Эти зоны часто формировались над выступами фундамента. Таким образом, миграция частично прерывалась, но не заканчивалась полностью в литологически экранированных ловушках **четвертого типа** в подсолевых карбонатах усть-кутских продуктивных горизонтов тэтэрской свиты.

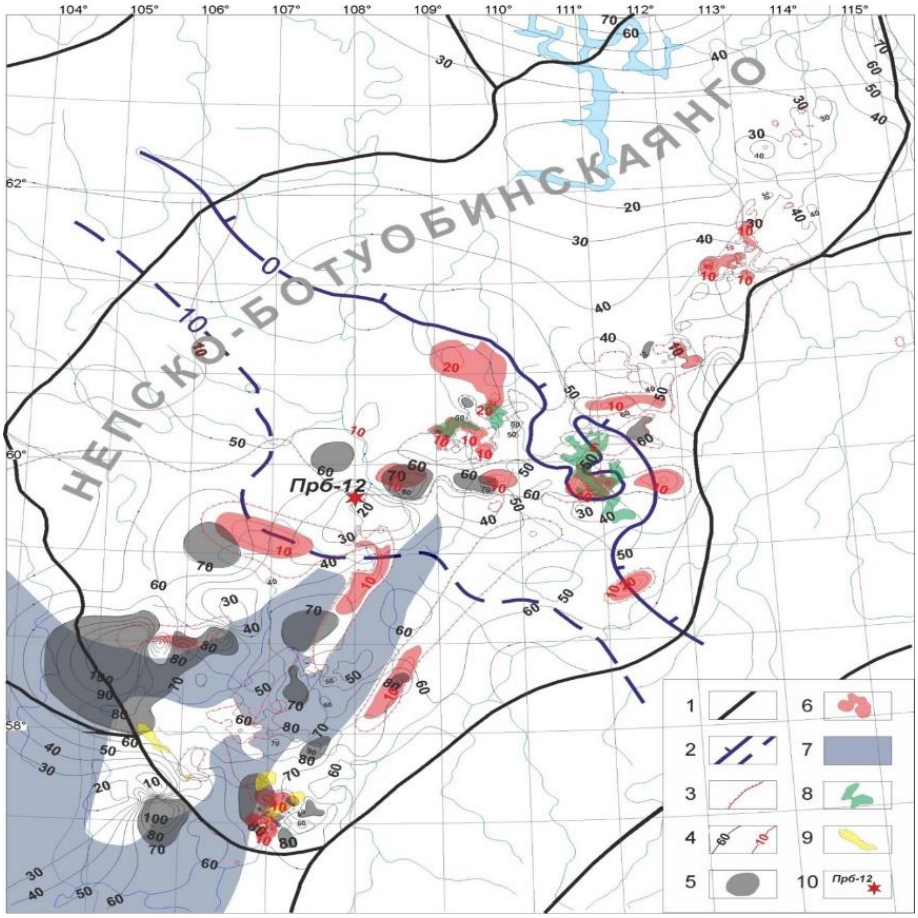


Рисунок 4.53 - Карта развития коллекторов в осинском продуктивном горизонте (по материалам СНИИГГиМС, [17ф])

1-границы НГО; 2-граница распространения подосинских солей и изолиния толщин менее 10 м (граница сплошного развития);3-граница коллектора; 4-изогипсы толщин осинского горизонта и эффективных толщин коллекторов в нем; 5-аномальные толщины (биогермы); 6-аномальныо высокие эффективные толщины коллекторов; 7-усольский силл в кровле осинского горизонта; 8-залежи Осинской ЗНГН (приуроченные к границе выклинивания подосинских солей); 9-залежи Ичединской ЗНГН (приуроченные к коллекторам на границах усольского силла); 10-скважина Преображенская-12 приток 500 м^3 нефти из осинского горизонта

Сформированные сложными стадийными процессами литостатического (дифференциального) уплотнения и выщелачивания резервуары верхней части даниловского горизонта экранируются кембрийскими солями, однако установление этого факта на основании сейсморазведки и данных бурения весьма затруднено, по причине сложной формы карбонатных коллекторов. Это подтверждается фактами появления нефти и газа в ловушках **пятого и седьмого типов**, общим для которых является приуроченность контролируемых ими залежей к местам либо прорыва углеводородов через соли нижнеусольской подсвиты (подосинские) в осинский продуктивный горизонт по периферии усольского силла (**пятый тип**), либо перетока по границам сплошного распространения подосинских солей (**седьмой тип**). К пятому типу

относятся ловушки, контролирующие залежи Ичединского, Большетирского, Марковского и других месторождений (см. ниже раздел 4.4.5.11). Седьмой тип выделяется в пределах Верхнечонского, Вакунайского, Талаканского месторождений (см. ниже раздел 4.4.5.10).

Хотя в литературе и диссертационных работах встречаются утверждения о, пусть и опосредованной, но, все-таки, приуроченности эффективной пористости коллекторов осинского пласта к биогермным (читай рифовым) раздувам среднеусольской подсвиты (осинского горизонта) [83, 116], вероятно, прямая связь между коллекторскими свойствами и биогермностью не является бесспорной (Рисунок 4.53). Это значит, что пористости, как для коралловых рифов возрастом от палеозоя до современности не наблюдается в существенно водорослевых и археоциатовых биогермах нижнего кембрия Сибирской платформы. Вопрос связей хорошо выщелачиваемых литологических разностей и толщин осинских карбонатов, вероятно, также пока не доказан. При этом, свойственная биогермам выраженность в рельефе дна и приподнятость выше базиса эрозии при колебаниях уровня моря обеспечивала подверженность карбонатных толщ процессам выщелачивания. Все, это, как справедливо отмечается [58], происходило на этапе, максимум, раннего диагенеза. Таким образом, связь между биогермностью и ФЕС, если и присутствует, то вполне может иметь иное объяснение, нежели фациальные особенности. Вторичные процессы, имевшие место на более поздних стадиях описаны в недавней работе [84] и связываются по большей части с тектоническими дизъюнктивными зонами. В этой работе И.А. Китаева изменила свою предыдущую точку зрения [83] и, вероятно справедливо, резюмировала:

“Таким образом, общее увеличение толщин является фациальным признаком, но не определяет наличие коллекторов.”

4.4.3.2. Типовые ловушки периферийных районов Лено-Тунгусской НГП

Для юго-восточной периферии Сибирской платформы промышленная нефтегазоносность доказана для венд-нижнекембрийского карбонатного и вендского терригенного нефтегазоносных комплексов (Рисунок 4.54). Понятным и обоснованным алгоритмом поисковых работ обладают ловушки в пределах первого из них. В межсолевом карбонатном интервале разреза широко проявились складчато-надвиговые дислокации, сформировавшие многочисленные надсолевые и межсолевые валообразные структуры. Коллектора в их пределах имеют причудливое распространение и носят преимущественно трещинный характер. Как показывают результаты работ на Пилюдинском месторождении, это могут быть узкие зоны, порядка нескольких сотен метров шириной, простирающиеся вдоль основных элементов залегания структуры на расстояния нескольких километров, вероятно, десятков километров (тип 2 на рисунке 4.54, в таблице 4.4).

Важную роль в Бысахтахской зоне нефтегазонакопления с доказанной газоносностью и зонах подобных ей будут играть присдвиговые сквозные структурные ловушки, способные контролировать резервуары во всех интервалах обоих нефтегазоносных комплексов (тип 1 на рисунке 4.54, в таблице 4.4). Ловушки первого типа имеют сквозной (Бысахтахское месторождение) характер. Ловушки второго типа - ограниченно сквозной (Отраднинское, Пилюдинское месторождение). Это значит, что при переходе детачмента из нижних горизонтов в верхние можгут сгруживаться пласты и формироваться антиформы в нескольких толщах друг над другом. Но в нижние автохтонные горизонты, чаще всего терригенного венда, эти структуры, в отличие от ловушек первого типа, не распространяются. Другими словами, можно сказать, что подобные дуплексы имеют навешенный характер. Структуры подобного рода могут быть подготовлены для опоискования глубоким бурением с помощью структурной геологической съёмки и в большинстве случаев с помощью сейсмической разведки.

Таблица 4.4 - Параметры типовых ловушек Предпатомского прогиба в интервале глубин перспективных на поиски УВ

№ на схеме рис. 4.53	Название	Тип	Глубины залегания, км	Амплитуда, *м*	Эффективная толщина коллектора, *м*	Поперечные размеры, max, *км*	Пористость, проницаемость коллектора	Ресурсный потенциал геол. *max*, млн.т.н.э.	В эрозионном структурном плане	Метод поиска
1	Антиклиналь присдвиговая	I	0,8-5	700	25	5x20	4-8%, до 1000 мД	50	Проявлена.	Геологическая съемка, сейсмика, бурение
2	Дуплексная, навешенная	I	0,8-5	400	10	5x60	2-5%, до 1000 мД	25	Проявлена. Может быть непроявлена.	Сейсмика, бурение
3	Литологически экранированная	III	1,5-5	100-200	20	10x100	5-15%, до 500 мД	1000	Непроявлена	Динамический анализ, бурение
4	Поднадвиговая	I	0-5	1000-2000	x1000	20x300	3-6%, до 1000 мД	x1000	Проявлена	Сейсмика, бурение

Под торсальскими солями в отложениях телгеспитского сульфатно-карбонатного горизонта и перспективных горизонтах терригенного венда Предпатомской нефтегазоперспективной зоны с помощью бурения могут быть обнаружены крупные скопления преимущественно газообразных углеводородов, контролируемые литологически экранированными ловушками **третьего типа** (вероятно, залежь в пласте $Б_{13}$ Отраднинского месторождения) [174]. Маловероятны возможности подготовки подобных объектов с помощью сейсморазведки. Основные перспективы связаны с попутным разбуриванием нижележащих пластов в литологически экранированных ловушках (номер 3 на рисунке 4.54, в таблице 4.4) при

опоисковании подготовленных по результатам сейсморазведки и геологической съёмки структурных ловушек в карбонатном венде – нижнем кембрии.

Определенные возможности представляют открытия сложно построенных подсолевых структурных ловушек в прискладчатой зоне Предпатомского прогиба. Однако в ближайшем будущем они не рассматриваются в качестве перспективного направления работ. Вероятно, после системного освоения УВ ресурсов приплатформенного борта Предпатомского перикратонного прогиба недропользователями появятся возможности поиска мелких и средних месторождений в структурах прискладчатой зоны.

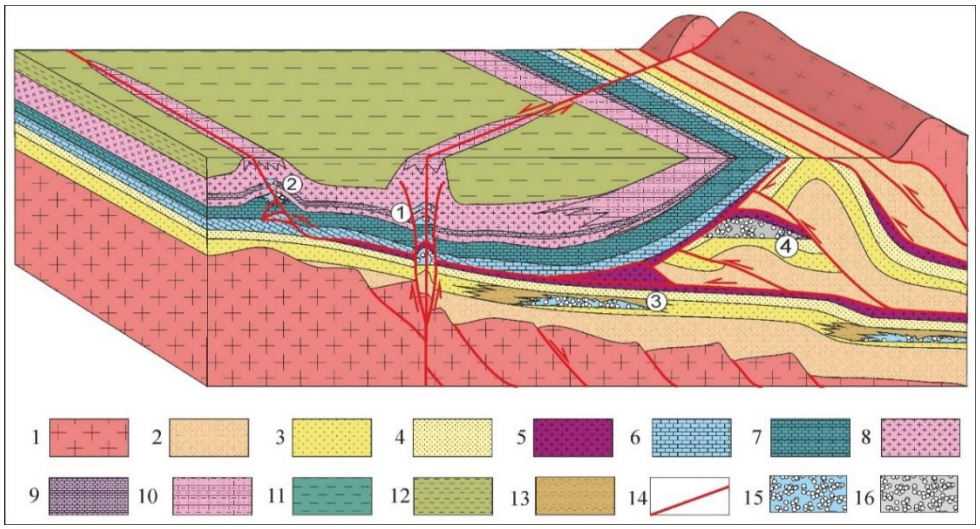


Рисунок 4.54 - Принципиальная модель нефтегазоносных комплексов западной и юго-восточной периферий Лено-Тунгусской НГП

1- кристаллический фундамент; 2- рифейские отложения; 3- непский стратиграфический горизонт; 4- нижняя часть тирского горизонта; 5- торсальские соли; 6- верхняя часть тирского горизонта; 7- даниловский горизонт; 8- нижнекембрийские соли; 9- осинский горизонт; 10- нижний кембрий утративший соли вследствие приповерхностного выщелачивания; 11- средний-верхний кембрий; 12- ордовик-силур;13- литологическое экранирование; 14- разрывные нарушения, поверхности срыва с указанием направления смещения; 15-резервуары, залежи. Типы ловушек: 1-присдвиговая антиклиналиль (Бысахтахский, ангарский тип); 2-приразломная дуплексная ловушка венд-нижнекембрийского НГК (рассохинский тип); 3-литологически экранированная в вендском НГК (ярактинский тип); 4- ловушка в карбонатном или пластическом дуплексе (машвэд).

Совершенно новым поисковым объектом (номер 4 на рисунке 4.54, в таблице 4.4) (объектом научно-исследовательских работ) являются так называемые пластические дуплексы или *машвэды* [139, 324, 336]. Они могут быть выделены по данным, в первую очередь, геологической съемки и на основе метода аналогий в прискладчатых зонах Предпатомского,

Прибайкальского, Присаянского, Приенисейского прогибов. Трудноизвлекаемые ресурсы газа таких структур оцениваются для Предаппалачского прогиба цифрами более 10 трлн. кубометров свободного газа [324] (см. раздел 5.3.2).

4.4.3.3. Типовые ловушки Лено-Вилюйской НГП

В Вилюйской синеклизе и Предверхоянском перикратонном прогибе, так же, как и в Предпатомском, в первую очередь, перспективно приплатформенное крыло с неструктурными ловушками различного генезиса Приленской и Приалданской возможных ЗНГН (номер 10 на рисунке 4.55, в таблице 4.5). Однако для их поисков требуется применение сложного комплекса геолого-геофизических методов, обязательно включающего бурение неглубоких скважин. Данные, полученные по работам в 2016 году [16ф] для северной части меридиональной ветви Предверхоянского прогиба подтверждают ресурсную оценку этих территорий приблизительно в тех границах, какие обозначил для них П.С. Пук в 1983 году [51, 147]. Высокими перспективами обладают автохтонные антиклинали Предверхоянской ЗНГН (номер 2 на рисунке 4.55, в таблице 4.5), которые могут быть уверенно установлены с помощью сейсморазведки. Кютингдинский грабен определяет первоочередной характер Кютингдинской ВЗНГН, подтверждаемый значительным количеством антиклинальных структур, вероятнее всего присдвиговой природы, выявленных геологической съёмкой. Возможно, с этим грабеном связан важнейший для территории очаг нефтегазовой генерации. Кроме того, уникальное строение дает надежду на открытие в его осадочном выполнении различных экзотических для региона ловушек типа подэвапоритовых антиклиналей, биогермных построек, возможно, и других типов.

Крупнейшими ловушками на территории Лено-Вилюйской провинции являются антиклинальные структуры в пределах Логлорского вала и Хапчагайского мегавала. Природа этих антиклиналей проблематична. С одной стороны, резко несогласное простирание указанных валов по отношению к фронту верхоянской линейной складчатости, кулисообразное расположение отдельных структур в пределах Хапчагайского мегавала, положительная аномалия на гравиметрических картах могут указывать на их присдвиговую (номер 7 на рисунке 4.55, в таблице 4.5) природу. Другая гипотеза, пока менее обоснованная, предполагает оползание надсолевых интервалов чехла по направлению к наиболее прогнутым частям Вилюйской синеклизы (номер 13 на рисунке 4.55, в таблице 4.5) по принципу механизма гравитационного оползания [160]. В пользу этого свидетельствуют: пликативный, относительно безразломный характер отдельных структурных ловушек, устанавливаемый на основе детальной сейсморазведки, простирание согласное с конфигурацией бортов синеклизы, возможное присутствие в разрезе девонских солей. В любом случае, в настоящее время подобные антиклинали являются наиболее перспективными объектами поисковых работ.

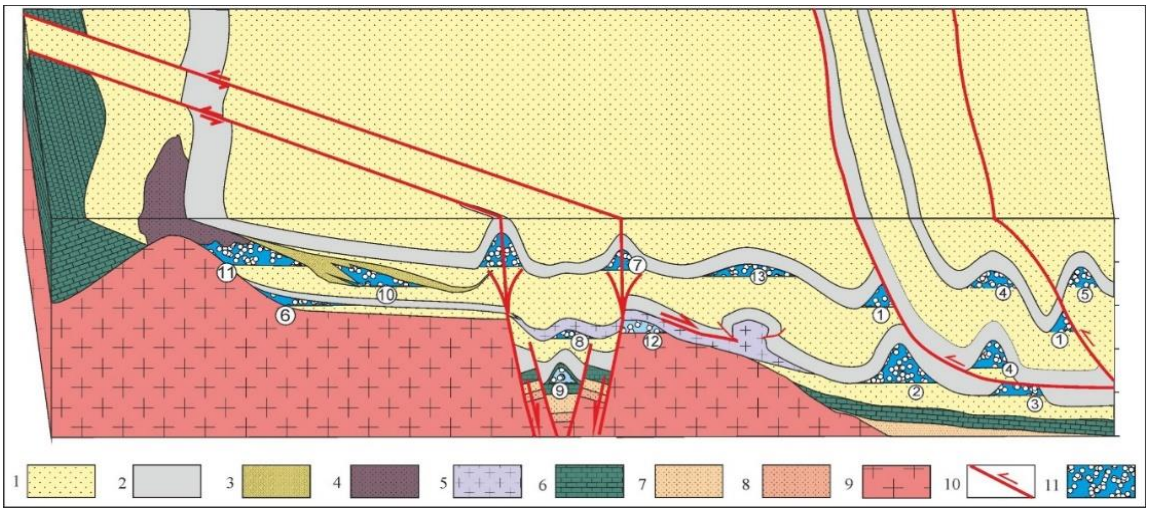


Рисунок 4.55 - Принципиальная модель нефтегазоносных комплексов Предверхоянского перикратонного прогиба

1-Проницаемые и условно проницаемые породы чехла; 2-глинистые горизонты-флюидоупоры; 3-глинизация коллекторов; 4-битумные песчаники; 5-среднепалеозойские эвапоритовые флюидоупоры, 6-нижнепалеозойские карбонатные толщи; 7,8-верхнепротерозойские отложения; 9-породы кристаллического фундамента, 10-сместители разломов с направлением движения блоков, 11-резервуары, возможные залежи УВ. **Типы ловушек:** 1-поднадвиговые; 2-антиклиналь в автохтоне; 3-антиклиналь частично экранированная; 4-антиклиналь в аллохтоне; 5-принадвиговая, 6-стратиграфически экранированная, 7-присдвиговая антиклиналь, 8-антиклиналь под среднепалозойскими эвапоритами, 9-нижнепалеозойская биогермная, 10-литологически экранированная, 11-гипергенно-экранированная; 12-стратиграфически экранированная в коре выветривания фундамента; 13-антиклиналь в навешенных валах оползания.

Важнейшим аспектом для территории исследований является относительно молодой возраст чехла Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба и, что особенно важно, процессов нефтегазообразования в них. На фоне сложно построенных древних, соленосных, траппонасыщенных районов Лено-Тунгусской НГП, территория Лено-Вилюйской провинции может рассматриваться, в какой-то мере, как аналог Западно-Сибирской НГП. Это позволяет широко и с высокой отдачей использовать современную сейсморазведку МОГТ, подготавливая высококачественные поисковые объекты и перспективные ресурсы. На этом фоне удивительно практически полное отсутствие подобных исследований на этой территории последние 20-30 лет.

Одной из причин такого положения вещей, наряду с относительными неудачами немногочисленных пробуренных скважин, является не совсем верная оценка факторов и критериев нефтегазоносности, на основе которых можно выполнить сопоставление этой структуры с известными нефтегазоносными бассейнами предгорных прогибов Земного шара.

Таблица 4.5 - Параметры типовых ловушек Предверхоянского прогиба в интервале глубин перспективных на поиски УВ

№ на схеме	Название	Тип	Глубины залегания км	Амплитуда *м*	Эффективная толщина коллектора *м*	Поперечные размеры, max, *км*	Пористость, проницаемость коллектора, мД	Ресурсный потенциал геол. *max*, млн.т.н. э.	В эрозионном структурном плане	Метод поиска
1	Поднадвиговая	I	1-5	100-200	10	1x5	3-6%, до 1000	2,5	Не проявлена	Сейсморазведка, бурение, газогидрохимия
2	Антиклиналь в автохтоне	I	1-5	50-300	20	15x60	5-15%, до 100	500	Не проявлена	Сейсморазведка, бурение
3	Антиклиналь частично экранированная	I	1-5	100-200	10	1x5	1-5%, до 1000	1	Не проявлена	Сейсморазведка, бурение, газогидрохимия
4	Антиклиналь в аллохтоне	I	2-4	100-500	10	1x20	5-10%, до 50	20	Проявлена. Может быть не проявлена	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение
5	Принадвиговая антиклиналь	I	2-4	100-200	10	1x10	4-7%, до 1000	7	Проявлена	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение, газогидрохимия
6	Стратиграфически экранированная	II	0,5-4	100-200	15	5x30	7-20%, до 300	300	Не проявлена	Сейсморазведка, бурение
7	Антиклиналь присдвиговая	I	1-5	100-200	20	10x40	10-20%, до 300	250	Проявлена. Может быть не проявлена	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение, газогидрохимия
8	Антиклиналь подэвапоритовая	I	1-6	100-200	10	5x10	7-10%, до 100	50	Не проявлена	Сейсморазведка, бурение
9	Биогермная постройка	II	1-7	100-200	100	5x5	5-30%, до 1000	500	Не проявлена	Сейсморазведка, бурение
10	Литологически экранированная	III	0,5-3	100-200	20	10x100	10-25%, до 500	2000	Не проявлена	Динамический анализ, бурение
11	Гипергенно экранированная	III	0,3-3	100-200	20	5x50	10-25%, до 500	500	Не проявлена	Колонковое бурение, газогидрохимия
12	Стратиграфичеки экранированная, фундамент	II	0,5-4	-	20	20x100	1-5 %, до 100 и более	500	Не проявлена	Гравиразведка, динамический анализ, бурение
13	Навешенная антиклиналь	I	1-5	200-500	20	10x40	7-18%, до 500	500	Может быть проявлена	Сейсморазведка, бурение

4.4.4. Основные закономерности геологического строения, определяющие перспективы нефтегазоносности территории Сибирской платформы

4.4.4.1. Критерии перспектив нефтегазоносности НГС Лено-Тунгусской НГП

Проведение геолого-разведочных работ является весьма затратным с финансовой точки зрения процессом. Экономические затраты тем больше, чем сложнее геологическое строение исследуемой территории, сильнее её удалённость от развитых промышленных центров, суровее природно-климатические условия и меньше инфраструктурная освоенность. По всем этим параметрам Сибирская платформа относится к трудноосваиваемым регионам Российской Федерации. Стоимость глубокого бурения и сейсморазведки для насыщенных траппамаи и солями разрезов в приблизительно в 1,5 раза превышает затраты для южных относительно освоенных НГО Лено-Тунгусской провинции и примерно в 2,5 раза выше затрат на аналогичные виды исследований в Западной Сибири. Высокая стоимость работ и сложное геологическое строение ещё в большей степени должны способствовать использованию системных подходов в геологоразведке.

Использование принципа системности в геолого-разведочном процессе могло бы в значительной мере способствовать существенному снижению необязательных затрат. Системный подход к проведению ГРР подразумевает изучение закономерностей геологического строения отдельных территорий (объектов изучения определённой стадии) с помощью проведения специально обоснованного комплекса ГРР, требуемого именно для конкретной стадии. Можно конечно покрыть всю территорию развития перспективного нефтегазоносного комплекса поисковой сетью сейсморазведочных работ или ещё лучше разбурить её глубокими скважинами по сетке с шагом 1 км, но в этом случае, возможно, добытые в результате углеводородные ресурсы не покроют потраченных на геологоразведку расходов.

В результате системных исследований территория Лено-Тунгусской НГП должна быть разделена на зоны по приоритетности исследований, на такие, где геолого-разведочные работы в дальнейшем без дополнительного обоснования не рекомендуется продолжать и на перспективные в нефтегазогеологическом отношении участки, где следует увеличить детальность исследований. Такой подход к процессу геологоразведки позволил бы выбрать оптимально разряженную сеть ГРР для решения конкретных задач. Детальность сети, применяемые методы и, соответветственно, материальные затраты должны быть оптимальными для изучения объекта определённой степени изученности.

Таким образом, одной из целей исследований можно назвать установление определённых, разного рода (стратиграфических, тектонических, литологических, геохимических, термобарических и других) закономерностей контролирующих распределение перспектив

нефтегазоносности в осадочном чехле Сибирской платформы по латерали и в разрезе. Эти критерии более полно раскрывают три основные составляющие: богатство, характер миграции и изолированность, предложенные Ж.Демезоном для классификции и оценки перспектив отдельных НГС [293]. Распределение геологических факторов, определяющих перспективы нефтегазоносности всей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в главных чертах рассмотрено в достаточно давних публикациях [5, 89]. В настоящем разделе излагаются основные критерии, по степени их значимости с учетом новых данных, полученных за последние десятилетия.

Как уже было отмечено выше, чем сложнее геологическое строение территории [69], тем больше необходимость постановки системных работ и тем больше закономерностей необходимо учитывать при проведении ГРР регионального этапа. Для Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы характерны наиболее древние, возможно древнейшие в мире нефтегазоносные комплексы рифей-нижнекембрийского возраста. Эти комплексы прошли длительную историю развития и к настоящему времени частично потеряли свой ресурсный потенциал, вследствие воздействия различных процессов, приведших к расформированию и разушению залежей.

Для Лено-Вилюйской провинции отмечаются те же закономерности, что и для большинства латеральных нефтегазовых систем и прискладчатых провинций предгорных прогибов, подобных нефтегазоносных провинций по всему миру. Поэтому для установления перспектив нефтегазоности и первой, и второй НГП необходимо учитывать разнонаправленные геологические первичные и вторичные процессы, как обусловившие формирование залежей, так и способствовавшие их разрушению.

Попробуем сначала определить основные факторы, определяющие перспективы нефтегазоносности земель Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

В первую очередь нужно отметить, что основным таким критерием для любой НГС является наличие и мощность осадочного незатронутого или слабо преобразованного метаморфическими процессами осадочного чехла. Лено-Тунгусская НГП в этом вопросе не является исключением. Толщины осадочного чехла практически всей Сибирской платформы позволяют рассматривать её территорию в качестве перспективной на нефть и газ. Исключением являются центральные части Алданской и Анабарской антеклиз, земли Алданского и Анабарского кристаллических щитов, где осадочные отложения отсутствуют. Склоны указанных антеклиз также являются малоперспективными на большей своей части в связи с незначительными толщинами чехла.

Что касается перикратонных платформенных областей, в результате глубинных геолого-геофизических исследований и глубокого бурения установлено, что толщины перспективных на нефть и газ интервалов осадочного чехла не уменьшаются по мере приближения к краевым частям платформы (см. Главу 3), как считалось несколько десятилетий назад. Хотя, при этом часто изменяется степень дислоцированности и характер вторичных изменений осадочных толщ.

Дискуссионным и малоисследованным вопросом в настоящее время является роль рифейского интервала осадочного чехла в формировании нефтегазовых скоплений. В последние десятилетия, благодаря государственным региональным геолого-геофизическим исследованиям, появилось много нового материала, указывающего на присутствие в нижней части осадочного чехла Сибирской платформы мощных, толщиной до 10 и более километров, стратифицированных образований довендского возраста. Однако подавляющая часть информации по осадочному выполнению этих крупных (надпорядковых) преимущественно погребенных отрицательных структур, получена в основном по данным сейсморазведочных работ. Глубоким бурением довендские стратифицированные толщи в настоящее время изучены недостаточно. В пределах Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений в настоящее время получены притоки УВ из внутриплатформенных частей разреза рифея. Кроме того, известны непромышленные и полупромышленные притоки углеводородов из рифея в скважинах Аргишской, Шушукской, Кулиндинской площадей. В основном результаты бурения приурочены к бортовым, наиболее приподнятым зонам рифейских синформ. В северном направлении, ближе к центральным частям Сибирской платформыи, особенно на глубину, количество данных бурения резко сокращается. Поэтому вопрос о перспективах нефтегазоносности рифейских отложений во многом остаётся не изученным.

Вторым по значимости критерием перспектив нефтегазоносности, тесно связанным со строением и толщинами осадочного чехла, является наличие регионального флюидоупора. Из всех перспективных на нефть и газ осадочных образований Лено-Тунгусской НГП наиболее исследованными являются венд-нижнекембрийские нефтегазоносные комплексы. Они распространены практически по всей территории района исследований и перекрывается мощной соленосно-карбонатной региональной покрышкой раннекембрийского возраста, имеющей практически повсеместное развитие на юго-западе и в центре платформы (Рисунок 4.56).

Эта толща переслаивающихся солей и карбонатов в масштабе провинции экранирует венд-нижнекембрийский интервал осадочного чехла, с которым связаны, вероятно, все известные на сегодня промышленные залежи нефти и газа Лено-Тунгусской НГП. Для нефтегазоносных комплексов пока устанавливается эмпирическая закономерность, нет соленосной толщи – нет промышленной нефтегазоносности. По всей видимости это объясняется

длительной историей развития осадочного чехла Сибирской платформы. Главный временной промежуток формирования современных месторождений нефти и газа можно определить примерно возрастом 400-250 млн. лет [18ф]. Для того, чтобы сформировавшиеся в дотриасовое время залежи нефти и газа смогли сохраниться до наших дней необходима уникальная региональная покрышка.

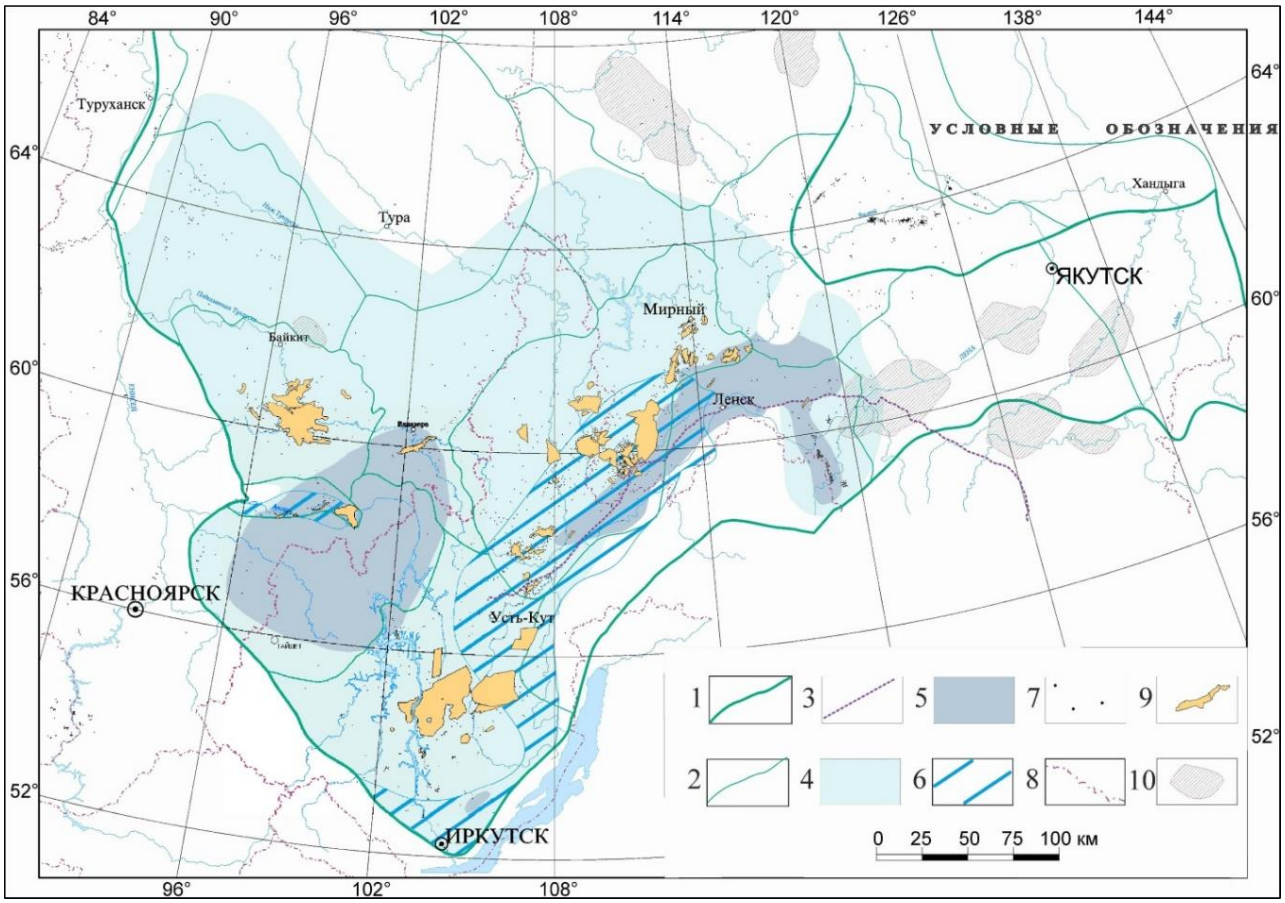


Рисунок 4.56 - Карта распространения соленосного регионального флюидоупора Сибирской платформы, по [122] с дополнениями

Границы: 1- Лено-Тунгусской НГП; 2- НГО; 3 - трасса нефтепровода ВСТО; 4 - область распространения соленосных толщ кембрия (по Н.В. Мельникову, 2009, с испр).; 5 - области распространения вендских солей; 6 - области современного выщелачивания кембрийских солей (по Н.В. Мельникову, 2009); 7 - глубокие скважины; 8 - административные границы; 9 - контуры месторождений УВ; 10 - выходы битумоидов на дневную поверхность.

Отсюда можно сделать вывод, что основные перспективные на нефть и газ интервалы осадочного чехла будут тесно связаны с подсолевыми осадочными толщами. В меньшей степени можно ожидать обнаружение скоплений углеводородов в коллекторах внутри соленосно-карбонатной толщи [76]. Это обусловлено способностью солей относительно быстро запечатывать любые проницаемые зоны вертикальной миграции флюидов, которые могут возникать вследствие реализации дизъюнктивных процессов. Однако просуществовать такие

вертикальные проницаемые зоны смогут недолго, по причине пластичности солей, особенно в условиях высоких давлений, а также способности соли растворяться слабоминерализованными растворами и затем «запечатывать» любые проводящие каналы [76]. Учитывая древний возраст процессов нефтегазовой аккумуляции, маловероятны нахождения скоплений углеводородов вне пределов регионального распространения нижнекембрийской соленосной толщи при отсутствии других, сравнимых с описываемым флюидоупором, экранирующих толщ.

Таблица 4.6 - Влияние первичных и вторичных литогенетических процессов на формирование резервуаров

	Знак процесса	Первичные	Вторичные
Рифей	+	Формирование чистых легко карстующихся карбонатных толщ	Тектоническое и гипергенное трещинообразование, карстообразование в карбонатах, процессы выветривания и дезинтеграции в других породах.
	-	Формирование глинистых плохо карстующихся карбонатных толщ	Метаморфизм, аутигенез, геостатическое уплотнение коллекторов.
Терригенный венд	+	Формирование высокопористых и проницаемых терригенных коллекторов	-
	-	Формирование непроницаемых несортированных, глинистых толщ	Засолонение, глинизация и карбонатизация коллекторов, литологическое уплотнение
Карбонатный венд	+	Формирование биогенных пористых коллекторов и толщ, чистых, легко карстующихся карбонатов	Тектоническая трещиноватость, выщелачивание, карст
	-	Формирование толщ глинистых карбонатов, массивных пластичных толщ.	Засолонение и эпигенетическое запечатывание коллекторов минерализованными растворами

Межсолевые отложения, вероятно, на территории Лено-Тунгусской провинции могут обладать высокими перспективами нефтегазоносности в местах, где подстилающие их галогенные толщи имеют минимальные мощности или полностью выклиниваются. Однако в тех же зонах необходимо присутствие вышележащих соленосных толщ, поскольку без таковых залежи не сохранятся от разрушения. Если углеводородные флюиды и могли проникать в вышележащие над солями отложения, то за длительную историю развития сформированные ими скопления, вероятно, были разрушены в условиях гипергенеза. Об этом свидетельствуют многочисленные поля битумоидов, встречаемые в близповерхностных условиях в местах отсутствия регионального экрана (Рисунок 4.56).

Следует отметить, что, из межсолевых отложений притоки УВ получены на Берямбинском и Тутурском месторождениях, Таначинской площади, в Усть-Дельтулинской-214 скважине и других местах. Однако промышленная значимость открытых залежей нефти и газа пока не установлена.

Третьим по важности фактором, в региональном и локальном масштабах определяющим возможности обнаружения скоплений нефти и газа, является вопрос наличия коллекторов в преимущественно вендских и нижнекембрийских, в меньшей части в рифейских отложениях. По причине древнего возраста нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусской НГП геологические процессы и закономерности, контролирующие размещение продуктивных пластов, весьма многообразны и разнонаправлены. Многообразие в первую очередь объясняется циклически менявшимися в рифее – раннем кембрии условиями седиментации, во времени и пространстве, характером эпигенеза, способствовавшего как улучшению, так и ухудшению качества резервуаров [58]. Эти разнонаправленные процессы можно разделить на две группы: первичные и вторичные (Таблица 4.6). В рифейском, вендском терригенном и верхневенд-нижнекембрийском нефтегазоносных комплексов их роль различается довольно существенно. Для рифейского интервала осадочного чехла к настоящему времени на примерах Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатных месторождений доказано [259], положительное влияние на перспективы нефтегазоносности первичных процессов, в ходе которых были сформированы чистые, легко подверженные выщелачиванию, преимущественно органогенные пласты карбонатов. По всей видимости, в первую очередь их формирование было обусловлено фациальными обстановками в момент осадконакопления. Возможно важную роль в литогенезе (петрогенезе-?) этих образований сыграли метаморфические процессы. Однако этот вопрос изучен весьма недостаточно. Накопление осадков существенно глинистого состава, в свою очередь, отрицательно сказалось на формировании качественных коллекторов в указанных толщах.

Положительные вторичные процессы в рифейском НГК сыграли важную роль при формировании нефтегазовых залежей. Пласты чистых карбонатов, не обладавших первоначально хорошими коллекторскими свойствами, во время предвендского размыва оставались достаточно длительное время обнажёнными на дневной поверхности. Это привело к выщелачиванию в первую очередь по тектоническим трещинам, доломитов, возможно, метаморфизованных доломитов, слагающих юрубченскую и куюмбинскую свиты и к значительному улучшению и даже новообразованию качественных карбонатных коллекторов.

Вторичные отрицательные процессы для нижне-, средне- и части верхнерифейских осадочных образований проявились ещё шире. Повсеместно на территории Сибирской платформы в местах выхода рифея на поверхность и в керне глубоких скважин можно наблюдать негативное воздействие процессов литостатического уплотнения, аутигенных и, даже, метаморфических преобразований. Терригенные породы существенно кварцевого состава, вплоть до крупно и гигантозернистых, первоначально, вероятнее всего, обладавшие весьма

высокими пористостью и проницаемостью, на сегодняшний момент практически не являются коллекторами.

Процессы уплотнения, аутигенной, бластогенной перекристаллизации и вдавливания зёрен кварца друг в друга, проработка гидротермальными относительно высокотемпературными растворами привели к появлению на месте первоначально, вероятно, осадочных толщ пород близких по литологии к кварцитам [141]. По этой причине на настоящий момент одним из основных признаков перспективности довендских отложений на нефть и газ является существенно карбонатный состав изучаемых отложений. Терригенные породы нижне-, средне- и части верхнерифейского интервала чехла на настоящий момент как нефтегазоперспективные практически не рассматриваются.

В этом вопросе особняком стоят существенно терригенные и рифтогенные толщи верхней части верхнего рифея, верхневороговской, чингасанской, чапской серий и их аналогов, сформировавшиеся, видимо, уже после коллизионных событий. Вероятно, они могут иметь значительные мощности до нескольких сотен и даже тысяч метров. Возможно, в их составе могут быть встречены и нефтегазоматеринские породы. Однако нужно признать, что не только их генерационный потенциал не изучен, сама их геологическая позиция среди недислоцированных образований чехла, практически, не являлась предметом внимательного исследования.

В свою очередь для терригенных отложений венда, которые на таких месторождениях как Оморинское, Камовское, Ярактинское, Верхнечонское, Ковыктинское, Чаяндинское и др. вмещают основные нефте- и газонасыщенные резервуары, характерны несколько другие особенности [108, 58]. Вторичные процессы в нижневендских терригенных пластах, вероятно, играли исключительно отрицательную роль, ухудшая их ёмкостно-фильтрационные качества. Можно констатировать, что значительная часть незаполненных углеводородами коллекторов после образования залежей нефти и газа, в среднем – позднем палеозое была уничтожена эпигенетическими процессами (кальцитизацией, глинизацией, сульфатизацией и т.п.) [58]. По некоторым данным, в настоящее время на Верхнечонском месторождении современное положение нефтегазовых залежей в терригенных пластах непской свиты контролируется эпигенетическими экранами, сформированными в среднем палеозое в зоне водо-нефтяного контакта и в зонах разломов. Такое положение было обусловлено переформированием структурного плана Непско-Ботуобинской антеклизы вследствие несимметричного мопускания ее палеосвода (современный северо-западный склон) и накопления верхнепалеозойских отложений Тунгусской синеклизы.

Первичные процессы, связанные с осадконакоплением в значительной мере зависели от состава пород фундамента. Там, где на размываемую поверхность выходили гранитоиды, как это

имеет место на Верхнечонской площади, вероятно, формировались более зрелые и чистые кварцевые песчаники [28]. И наоборот денудация сланцевых толщ фундамента приводила к накоплению преимущественно глинистых отложений. Базальные горизонты венда формировались в преобладающих условиях низкой суши, в лагунных условиях, на литорали (см. Рисунок 4.6 Б, В). Это привело на значительной части территории исследований к формированию преимущественно пролювиальных и делювиально-пролювиальных, глинистых, часто несортированных толщ. Коллекторские качества в таких породах могут меняться достаточно градиентно, но обычно хорошие ФЕС не распространяются на обширные территории.

Положительные результаты действия первичных процессов седиментации по отношению к терригенным отложениям венда проявились в местах с активной палеогидродинамикой. По мере движения вверх по трансгрессивной серии, с омоложением состава отложений непского и ещё в большей степени тирского стратиграфического горизонта появляются осадочные породы, сформировавшиеся в прибрежных условиях мелкого моря, дельтовые и баровые фации (см. Рисунок 4.6 В).

В целом, резервуары с высокими показателями ёмкостно-фильтрационных свойств не имеют сплошного площадного распространения в пределах продуктивных горизонтов вендского терригенного НГК (см. Рисунок 4.24). Первичные и вторичные седиментационные процессы привели к появлению причудливой мозаики иногда гидродинамически связанных частей единых резервуаров, часто изолированных линз, струй, пропластков и т.п. Этим определяется преимущественное распространение в отложениях непского стратиграфического горизонта ловушек углеводородов, обусловленных литологическим выклиниванием коллекторов среди слабопроницаемых отложений. Продуктивные пласты, имеющие непрерывное распространение, в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции достаточно редки. Исключение в какой-то мере составляют наиболее зрелые и отсортированные, неоднократно перемытые баровые песчаники ботуобинского и парфеновского продуктивных горизонтов (см. Рисунок 4.24 $В_5$). Высокие коллекторские качества этих отложений на относительно большой площади обусловили возможности широкой латеральной миграции флюидов, обеспечили значительные площади единого нефтегазосборного пространства, позволили сформироваться залежам нефти и газа в многочисленных ловушках структурного типа (Средне-Ботуобинское, Тас-Юряхское, Мирнинское, Нелбинское и другие месторождения) и в единичных крупных ловушках литологического экранирования Чаяндинского, Ленского и Северо-Талаканского месторождений. Однако на западе провинции в это время большая часть Байкитской антеклизы представляла собой область размыва и в начальный период раннеданиловской трансгрессии,

вероятно, достаточно быстро пройдя момент накопления терригенных толщ, оказалась в зоне седиментации преимущественно карбонатного материала катангской свиты.

Региональные закономерности распространения продуктивных горизонтов в карбонатном венде и в осинском горизонте нижнего кембрия изучены в ещё меньшей степени. Широко распространённой среди геологов-нефтяников является точка зрения, связывающая основные перспективы карбонатного нефтегазоносного комплекса с наличием биогермных построек в осинском горизонте усольской свиты нижнего кембрия [125]. Известны также и другие закономерности, обусловленные первичными и вторичными процессами [58], создавшие различного рода, в том числе и высокодебитные, коллектора в осинском горизонте и его аналогах. Хотелось бы отметить отрицательную для нижнекембрийских толщ роль подосинских соленосных экранирующих отложений, не позволивших сформироваться скоплениям нефти и газа в среднеусольском коллекторе на значительной части запада и юго-запада Лено-Тунгусской НГП. Важным фактором для отложений осинского продуктивного горизонта также являлось термобарическое воздействие регионально распространённого траппового тела, Усольского силла, в пермо-триасовое время. Концентрации промышленных притоков из интервала среднеусольской подсвиты связаны с зонами, локализованными по периферии распространения пластового магматического тела, и в местах его перехода в вышележащие отложения (Марковское, Ичёдинское, Большетирское месторождения).

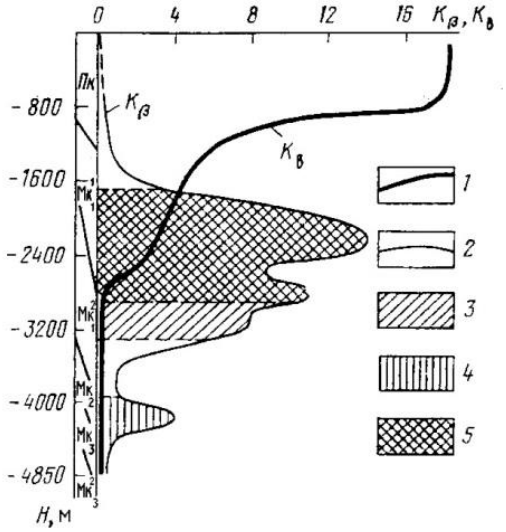


Рисунок 4.57 - Динамика процесса водо и нефтегазоотдачи из отложений вендского терригенного комплекса юга Сибирской платформы [162]

1- градиент водоотдачи Кв; 2 - градиент нефтегазоотдачи Кβ; 3 - главная зона процесса нефтегазообразования; 4 - зона вторичного усиления процессов нефтеобразования; 5 - интервал совместного проявления процессов водо- и нефтегазообразования.

Важнейшими вторичными процессами, существенно улучшившими коллекторские свойства карбонатных продуктивных горизонтов стали выщелачивание и растворение открытого пустотного пространства первичной пористости и по вторичным трещинам соединвшим отдельные, первоначально закрытые поры. Этот процесс достаточно подробно изложен в соответствующей литературе [84, 58, 116].

Необходимо при этом отметить, что максимальное вторичное выщелачивание было осуществлено слабоминерализованными, агрессивными по отношению к карбонатам элизионными водами в период предшествовавший формированию основных залежей нефти и газа в силуре. Растворяя скелет породы и улучшая ёмкостно-фильтрационные свойства верхневендских-нижнекембрийских толщ, создавая улучшенные коллектора с одной стороны, с другой - эти же растворы транспортировали в небольшой концентрации, но в длительные промежутки времени существенные объёмы углеводородных флюидов (Рисунок 4.57).

Таким образом, процессы нефтегазообразования и отжатия элизионных вод, вероятнее всего, происходили в пересекающихся интервалах глубин и в перекрывающие друг друга промежутки геологического времени. Латеральная миграция содержащих и транспортировавших углеводороды вод происходила преимущественно по терригенным прослоям в непском стратиграфическом горизонте. Флюидоупором в процессе миграции служили сульфатно-карбонатные толщи тирского стратиграфического горизонта. Разгрузка элизионных вод происходила в стратиграфическом окне отсутствия тирского горизонта по отдельным вертикальным зонам тектонического и диагенетического (вследствии различного уплотнения глинистых и песчанистых толщ) происхождения. Вертикальная миграция осуществлялась только до первых региональных соленосных покрышек, возможно не достигая их. Но даже если залежи и локализованы глубже, в карбонатном венде, и не перекрываются непосредственно соленосными отложениями, это не значит, что нижнекембрийские соли в этом случае не являлись экраном. Поскольку, если бы они отсутствовали, то сформированные залежи были бы скорее всего разрушены через имеющиеся зоны проницаемости, трещины-проводники, которые, чаще всего, крайне трудно зафиксировать геолого-геофизическими исследованиями (см. раздел 4.3.2). Масштабное развитие таких зон, преимущественно пермотриасового, в меньшей степени среднепалеозойского возраста, подтверждено результатами глубинных исследований, геологической съемкой и проанализировано выше в Главе 3. Указанные закономерности формирования вторичных промышленно значимых коллекторов по типу ловушек Даниловского месторождения (Рисунок 4.60) по матрице первичной пористости проявляются в первую очередь в региональном масштабе. На территории Непско-Ботуобинской антеклизы, в центральной части располагается гигантское по масштабам поле отсутствия отложений тирского (по другим

данным непского) стратиграфического горизонта, так называемые «тирское окно». Именно над этим окном сформированы значительные по запасам преимущественно нефтяные залежи в преображенском и усть-кутских продуктивных горизонтах. Формирование крупной зоны нефтегазонакопления, связанной с карбонатными коллекторами существенного вторичного выщелачивания возможно и на территории центральной и северной частей Байкитской НГО. Распределение коллекторских свойств в таких зонах весьма причудливо. Площадного распространения высокодебитные коллектора не имеют.

Таким образом локальный прогноз высокодебитных участков весьма затруднён. Одним из немногих эмпирически обоснованных (в первую очередь недропользователями) направлений является поиск ловушек над выступами фундамента (Рисунок 4.58). Возможный механизм образования подобных ловушек и залежей, представлен на рисунке 4.59.

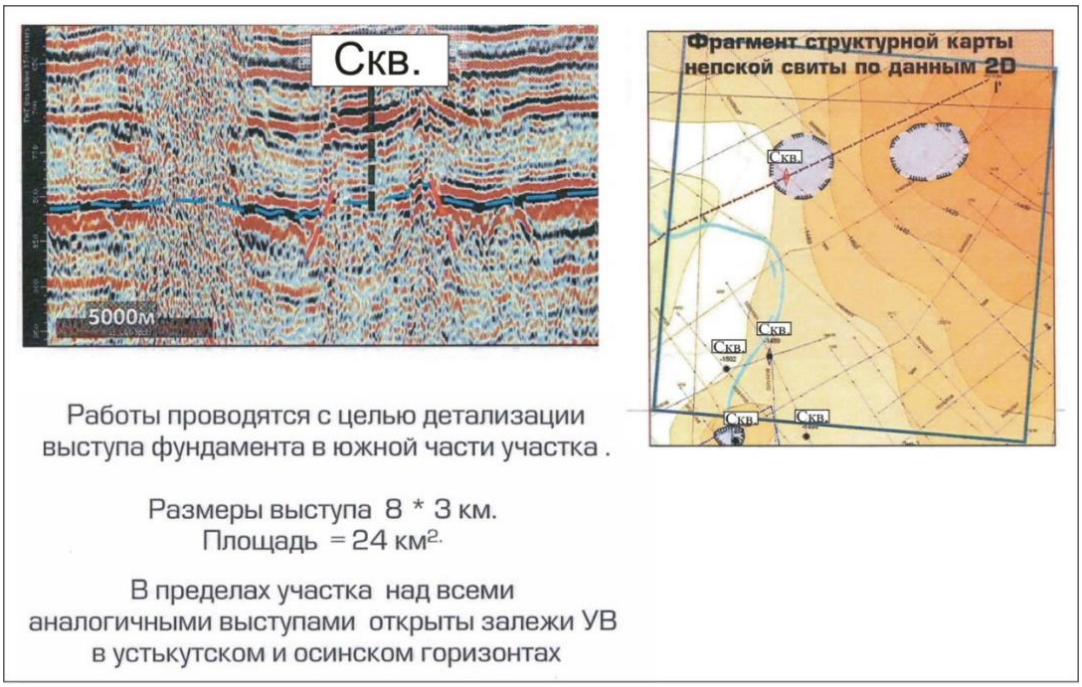


Рисунок 4.58 - Постановка поискового бурения на перспективных объектах над выступами фундамента

Многочисленные публикации, посвящённые проблеме освоения низкодебитных коллекторов в преображенском продуктивном горизонте карбонатного венда Непско-Ботуобинской антеклизы, подготовлены Г.Г.Шеминым [270]. В них автор предлагает решать проблему получения промышленных притоков из сложных карбонатных коллекторов катангской свиты путём интенсификации методов нефтеизвлечения. Возможно, в направлении разработки адаптированной методики добычи и следует в дальнейшем продолжать основную часть исследований, направленных на получение промышленно значимых запасов нефти в описываемых отложениях.

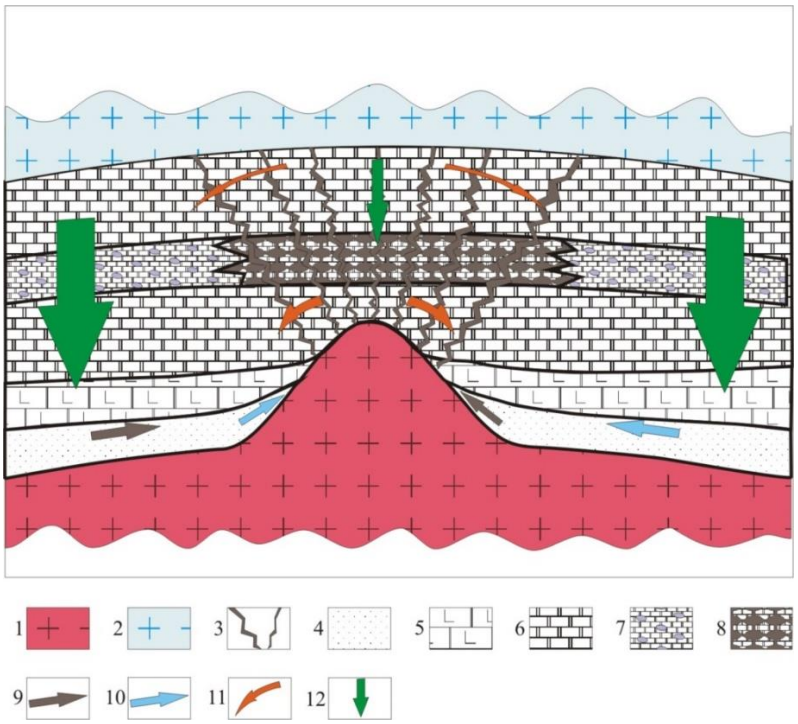


Рисунок 4.59 - Возможная схема формирования вторичных коллекторов в карбонатных горизонтах верхневенд-нижнекембрийского НГК [17ф]

1-фундамент; 2-соленосный экран нижнего кембрия; 3-зона трещиноватости в карбонатных отложениях заполненная углеводородами; 4-терригенные коллектора непского стратиграфического горизонта; 5-терригенно-сульфатно-карбонатные слабо проницаемые отложения тирского стратиграфического горизонта; 6-карбонатные непроницаемые образования даниловского стратиграфического горизонта; 7-слабопроницаемые коллектора с первичной пористостью в даниловском стратиграфическом горизонте; 8-проницаемые коллектора, изменённые вторичными процессами выщелачивания и растворения в даниловском стратиграфическом горизонте; 9-направления миграции углеводородов; 10-направления миграции элизионных вод; 11-вектор растягивающих напряжений в надапикальной толще карбонатного слоя; 12-вектор литостатического уплотнения

Значимость карбонатных горизонтов с промышленной точки зрения в настоящее время является серьёзной научно-производственной проблемой. Можно констатировать, что площадное распространение достаточно редко встречается для карбонатных резервуаров верхнего венда – нижнего кембрия. Исключением является лишь латеральное развитие юряхских продуктивных горизонтов в зоне восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы и сопредельных структур более мелкого порядка. На территории Вилючанской седловины это обеспечило латеральный площадной нефтегазосбор в ловушки трёх месторождений: Иктехского, Верхневилючанского и Вилюйско-Джербинского, содержащих залежи нефти и газа в антиклиналях в карбонатных коллекторах юряхской свиты верхнего венда – нижнего кембрия.

На западе Сибирской платформы не вызывает вопросов промышленная значимость относительно многочисленных притоков нефти и газа в Таначинских, Моктаконской, Усть-Дельтулинской и Нижнетунгусских скважинах. В этом случае вероятнее всего сработало несколько факторов, определивших наличие нефти в пока неисследованных ловушках. В первую очередь, важную роль играла приуроченность к зоне Сурингдаконского и, вероятно, Нижнетунгусского разломов. Здесь, возможно, происходила вертикальная миграция углеводородов из вендских терригенных пород через карбонатные трещиноватые образования и ясенгские подмоктаконские соли. Современное наличие скоплений нефти в нижнекембрийских карбонатах обусловлено в том числе и благодаря их относительной, в первую очередь вертикальной изолированности от инрузивных образований - пермотриасовых силлов. С другой стороны, вероятно также, что присутствие мощных толщ траппов в непосредственной близи обусловливает значительный сероводородный фактор получаемого продукта

Поэтому, важнешее значение для сохранности скоплений углеводорода, определения их химического состава и изменения емкостных свойств резервуаров играет их удаленность от трапповых интрузий. Это **четвёртый** по важности **фактор** в оценке перспектив нефтегазоносности исследуемой территории. Его влияние на возможности обнаружения промышленно значимых залежей рассмортено в публикациях [46, 129, 261].

По результатам наших исследований [17ф] степень преобразованности осадочных пород чехла траппами можно наглядно оценить на примере распределения марок углей в поверхностных условиях для верхнепалеозой-нижнемезозойских отложений Южно-Тунгусской НГО и прилегающих районов (Рисунок 4.60). Данные взяты из материалов геологических карт миллионного масштаба P-46,47 и P-47,48. Зона повышенного метаморфизма углей газовой марки и выше имеет вытянутую с северо-запада на юго-восток дугообразную форму, согласную с простиранием основных разломов. Возможно, она коррелирует со степенью насыщенности пермо-триасового интервала осадочного чехла интрузиями основного состава. Вероятно, можно говорить о контроле и, весьма вероятно, о тесной парагенетической связи силлов с разломами герцинского возраста.

Особое влияние на условия нефтегазонакопления, миграции и сохранности скоплений углеводородов оказал так называемый Усольский силл, крупнейшее из известных интрузивных тел на Сибирской платформе. На территории Южно-Тунгусской НГО он вскрыт на западе области скважинами Хурингдинская-1, Нижнеимбакская-219 и др. и локализован преимущественно в усольской свите нижнего кембрия, поэтому оказал максимальное термобарическое влияние на осинский горизонт до его полной стерилизации в нефтегазоносм

отношении. Кроме того, внедрение этого крупного интрузивного тела привело к отжатию углеводородов из коллекторов близких внедрившимся силлам [129].

С другой стороны, опыт изучения осинского горизонта на территории Непско-Ботуобинской НГО свидетельствует о том, что по периферии Усольского силла в среднеусольских карбонатах на некотором удалении от экзоконтакта, шириной около 15 км (см. раздел 4.4.5.11) формируется зона повышенных ФЕС. Вероятно, подобные закономерности в зоне «перескока» усольского силла в вшележащие отложения позволили сформироваться в осинском горизонте Ичединской ЗНГН. По этим причинам зоны Лено-Тунгусской провинции по периферии усольского силла, экранированные солями, следует рассматривать в качестве перспективных.

Из материалов опубликованных исследований [46, 129, 261] известно, что внедрение трапповых интрузий значительно повлияло на распределение ёмкостно-фильтрационных свойств вмещающих толщ осадочных пород. Сами пластовые интрузии и подводящие дайки могли создавать горизонтальные и субвертикальные экраны образованные массивными основными породами [137]. Однако неясным остаётся, являлись ли размеры по латерали ненарушенных участков этих экранов достаточными, чтобы существенно отразиться на путях миграции и условиях аккумуляции углеводородных флюидов после консолидации интрузивных тел. С большой долей уверенности можно утверждать, что в момент внедрения, траппы оказывали преимущественно деструктивное воздействие на существующие залежи [46, 129].

Идеи некоторых исследователей [224, 7ф] о том, что трапповые тела могут создавать ловушки углеводородов, до настоящего времени на территории Сибири не получили практического подтверждения. Скорее всего, это и при дальнейших исследованиях будет маловероятно, поскольку внедрение траппов в Восточной Сибири происходило после реализации основной фазы нефтегазообразования и миграции УВ (55, 18ф). Последняя крупная перестройка регионального структурного плана, а значит и последние значительные акты миграции нефти и газа по времени совпали с формированием основных интрузий в пермо-триасе. Это означает, что миграционно-аккумуляционные события, переформирование залежей были синхронны появлению в осадочном чехле достаточно горячих, богатых высокобарическими газами и флюидами магматических расплавов основного состава. Миграция нефти или газа в притрапповые зоны, как и само внедрение траппов, должны были в подавляющем большинстве случаев заканчиваться разрушением залежей углеводородов.

Разрушительное действие интрузий по отношению к скоплениям нефти и газа подтверждено полевыми наблюдениями, описано в литературе и поэтому сомнений, вероятно, вызывать не должно [46, 129]. С этой точки зрения, до получения других данных, предлагается

рассматривать влияние интрузивного магматизма на перспективы нефтегазоносности, как преимущественно отрицательное.

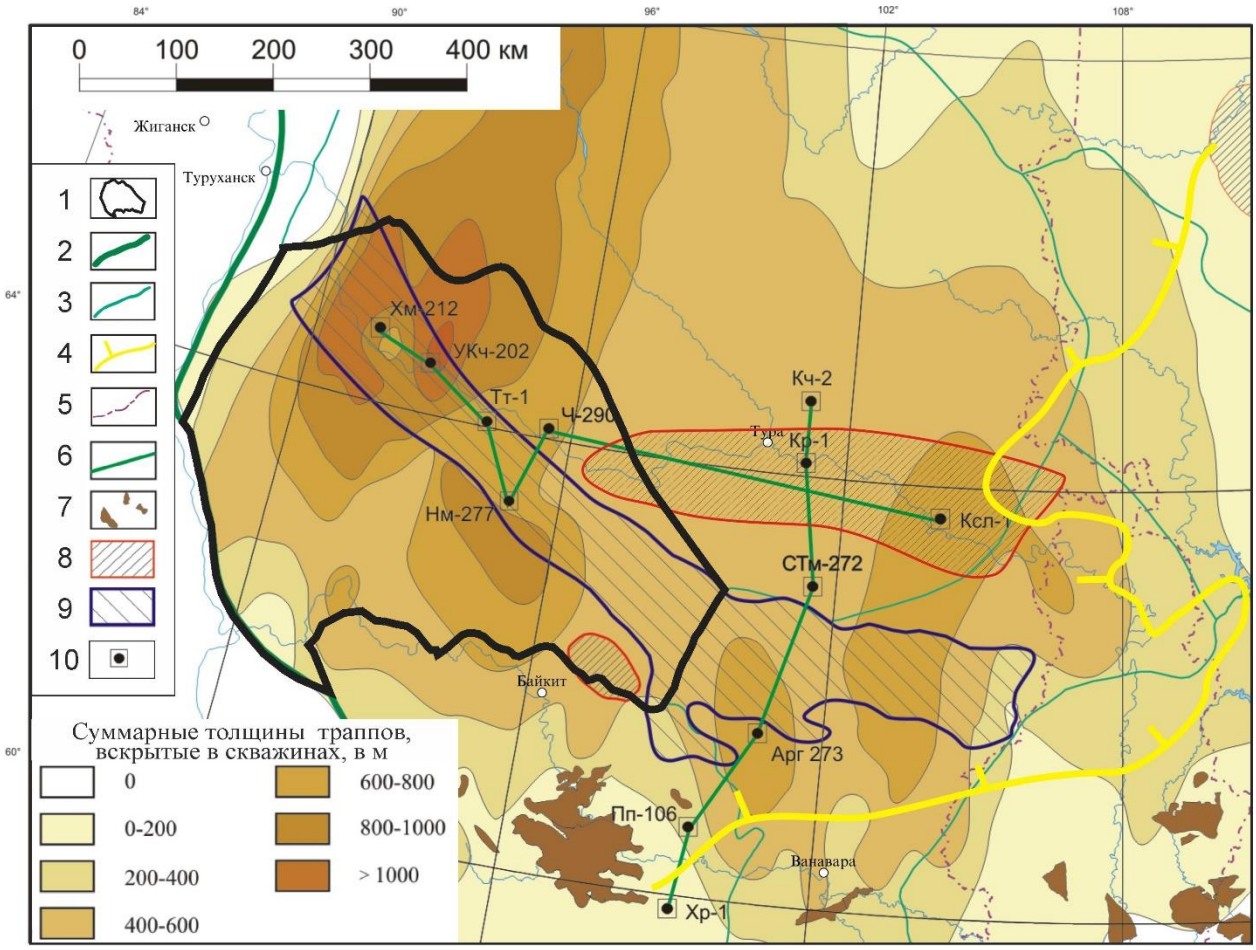


Рисунок 4.60 - Фрагмент карты насыщенности чехла трапповыми интрузиями по данным бурения глубоких скважин [17ф]

Границы: 1-Южно-Тунгусской НГО; 2- Лено-Тунгусской НГО; 3-других НГО; 4-северо-западная граница зоны распространения бурых углей на поверхности; 5-административная; 6-линии профилей на рисунках 4.59 и 4.62; 7-месторождения УВ: 8-выходы битумоидов на дневную поверхность [18ф]; 9-область повышенного катагенеза осадочных пород в приповерхностных условиях (по маркам углей); 10-глубокие скважины, использованные на разрезах (см. Рисунки 4.61 и 4.62).

Для установления характера воздействия трапповых интрузий на условия нефтегазообразования, миграции, аккумуляции и сохранности залежей углеводородов автором в рамках работ 2013 года [17ф] построена карта насыщенности осадочного чехла, вскрытого бурением, интрузивными телами (Рисунок 4.60). На карте представлены данные о суммарных толщинах интрузий, вскрытых бурением. Кроме того, на ней отмечены участки прямых проявлениях жидких битумов в поверхностных условиях, северо-западная граница

распространения бурого угля в приповерхностных доюрских отложениях, а также зона повышенного катагенеза органического вещества в осадочных породах.

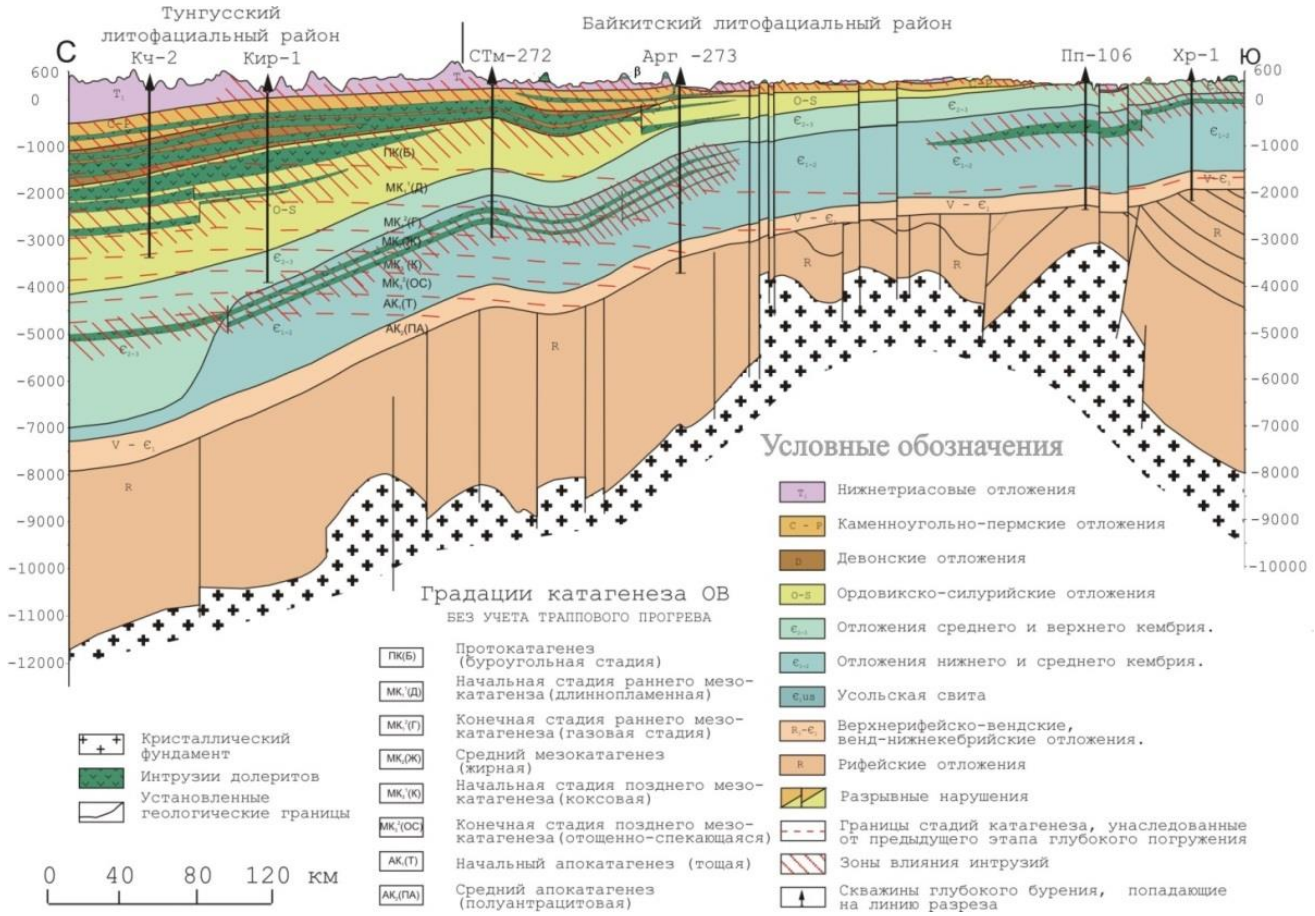


Рисунок 4.61 - Геологический разрез через скв. Аргишская 273 с катагенетической зональностью органического вещества [17ф по данным КНИИГГиМС, 2010]

Положение профиля на Рисунке 4.60

Из карты видно, что в некоторых районах западной части Сибирской платформы в геологическом разрезе вскрываемом глубоким бурением суммарная вертикальная толщина интрузий может быть более 1000 метров и достигать 30-35% от вскрываемого при проходке скважины разреза. В настоящее время существует точка зрения, что интенсивно интрудированной и преобразованной является лишь верхняя, средне-верхнепалеозойская часть осадочного чехла [100]. Действительно, в южной части, на Катангской седловине и в центральной части Байкитской антеклизы дело обстоит именно так и выполненные построения геологических разрезов по данным глубоких скважин подтверждают эту точку зрения (Рисунок 4.61). Однако по материалам этих же построений отложения рифей-нижнекембрийских нефтегазоносных комплексов на южном борту Курейской синеклизы находятся в неблагоприятных условиях, определяемых современными глубинами, а также региональными и контактово-термальными ореолами высокой термобарической преобразованности органического вещества. В северной части территории насыщение интрузиями фиксируется

равномерно, практически по всему вскрываемому бурением разрезу. Силловые тела встречаются вплоть до нижнекембрийских и вендских осадочных образований (Рисунок 4.62).

В связи с этим зона запад-северо-западного простирания, характеризующаяся повышенным катагенезом органического вещества осадочных пород в приповерхностных условиях, вероятно, образовалась вследствие их высокой насыщенности интрузиями основного состава. Можно предположить, что наличие силловых интрузий основного состава контролируется пермо-триасовыми разломами сдвиго-поддвиговой природы.

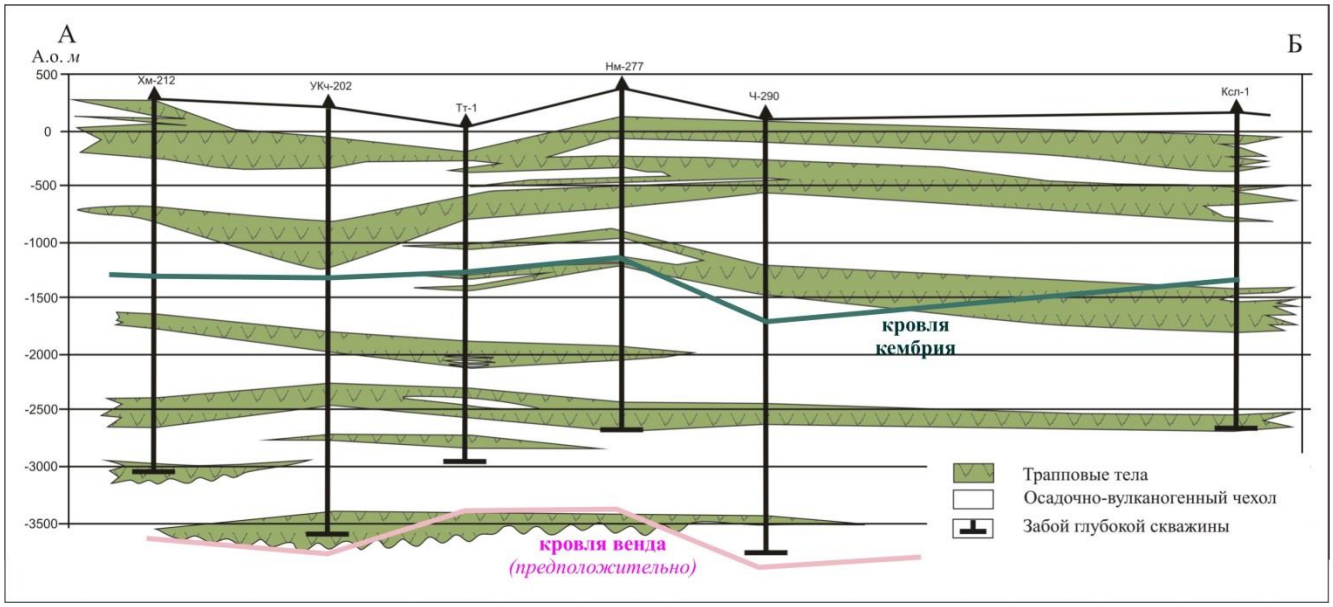


Рисунок 4.62 - Схематический разрез по субширотному профилю, иллюстрирующий насыщенность траппами осадочного чехла северо-западной части Сибирской платформы

Положение профиля на Рисунке 4.60

По мнению некоторых исследователей основной магматизм явился следствием развития в недрах Земли суперплюма [237] на обширнейшей территории от Монголии до Баренцевого моря [15]. Однако, как уже отмечалось выше, в этом случае весьма наглядно противоречие, с одной стороны, самой природы плюма - локальной (100 км диаметр шлейфа и до 1000 км верхней части), относительно долгоживущей (100 млн.л. и более) мантийной восходящей «струи» [299], и с другой – относительно короткий промежуток площадных излияний гигантских масс базитовой магмы на огромной территории.

Другой вопрос, касающийся формирования сибирских пермо-триасовых интрузивов, связан с механизмом их внедрения. Большинством исследователей [70, 137] внедрение траппов объясняется растяжениями земной коры. Вероятно, механизм эволюции трапповой провинции более сложный. При детальном анализе распространения базитовых тел различной формы на территории Сибирской платформы можно заметить, что дайки локально образуют целые серии,

находящиеся в парагенезе с разломной тектоникой. Вероятно они маркируют зоны сдвигов и сдвиго-растяжений.

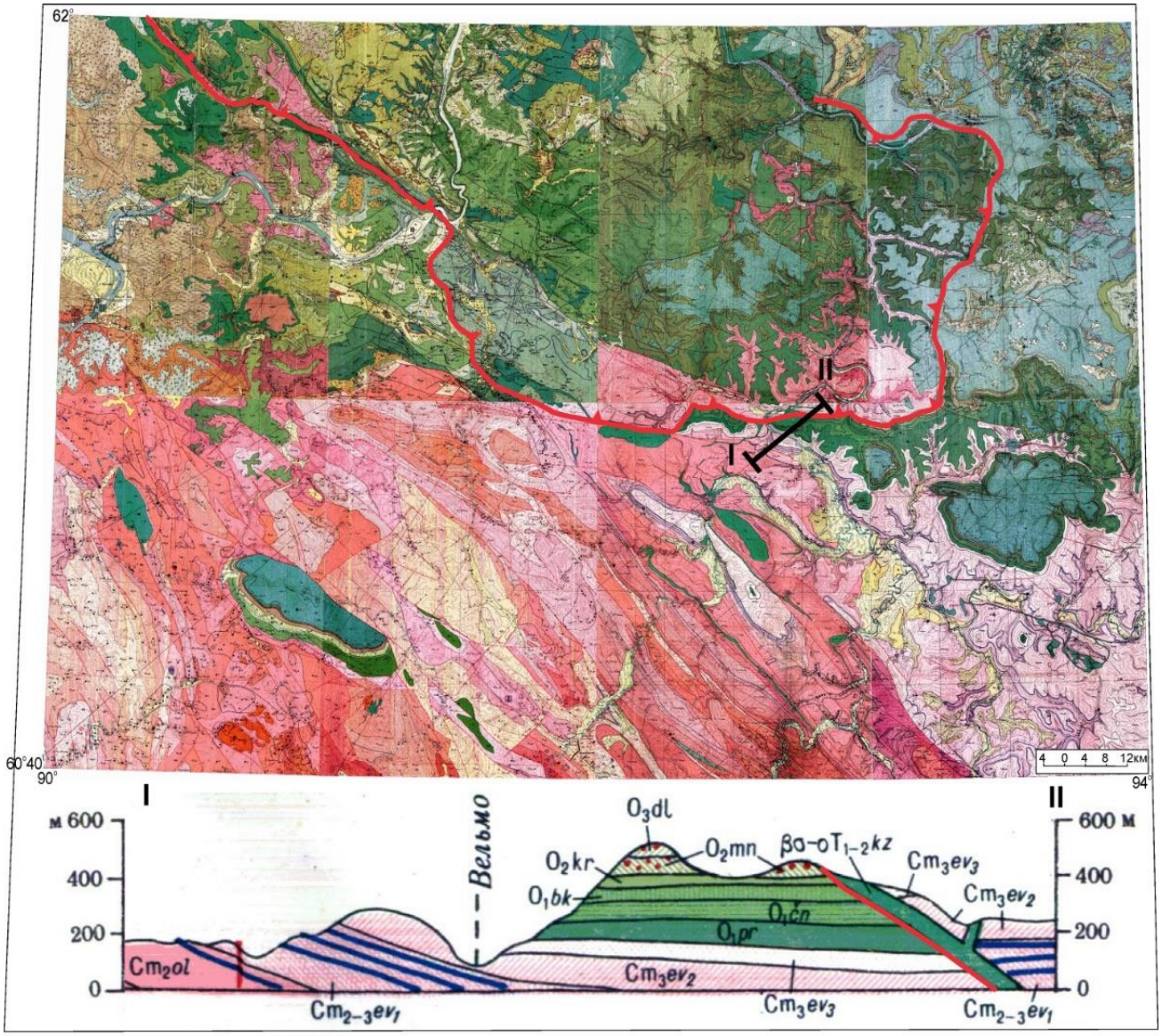


Рисунок 4.63 - Положение сместителя Нижневельминского надвига (поддвига), связанного с внедрением траппа, на геологической карте и разрезе

Условные обозначения к Рисунку 4.63. на листах P-47-XIX-XXII, P-47-XXV- XXVIII

Возможно, эти же дайки часто являются подводящими каналами, сформировавшими эффузивные трапповые покровы. Силловые интрузии приурочены к обстановкам сжатия и сдвиго-сжатия, внедряясь согласно тангенциально сжимающему вектору и перпендикулярно ослабевающему в этом случае вектору литостатического давления. Подобные пластовые интрузии формируют обширные и амплитудные взбросы, часто также выполненные интрузиями. На рисунке 4.63 показана зона сочленения складчато-надвиговой, а вероятно, поддвигово-

дуплексной структуры северо-востока Енисейского кряжа с прилегающими зонам осадочного чехла Сибирской платформы.

Учитывая тот факт, что степень дислоцированности и амплитуды воздымания складчатых структур увеличиваются в направлении Енисейского кряжа, логично предположить, что именно из его недр исходили региональные тектонические напряжения. По возрасту дислоцированных толщ восстанавливается пермо-триасовое время этих событий. Кинематика разлома (Рисунок 4.63) свидетельствует в пользу его поддвиговой природы, обусловленной напряжениями тангенциального сжатия в северо-восточном направлении от Енисейского кряжа. Вероятно эти сжимающие напряжения позволили внедриться силлу, приподнявшему перекрывающие толщи в пределах разлома, ограниченного неправильным полуовалом. Простирание длинной оси полуовала имеет северо-западный азимут и также как и зона повышенного катагенеза (см. Рисунок 4.60) показывает согласное с основными разломами региона направление.

С другой стороны, по мнению некоторых исследователей траппы могли являться ослабленными горизонтами, по которым происходило оползание навешенного структурного яруса с формированием в нём системы линейных складок. Такие структуры получили название непские дислокации [72, 136].

Пятым важнейшим аспектом перспектив нефтегазоносности, относящимся к **геодинамическому** или **тектоническому критерию**, является структурный план стратифицированных горизонтов основных нефтегазоносных комплексов и в первую очередь горизонта Б, связанного с подошвой нижнекембрийских солей, главного флюидоупора Лено-Тунгусской НГП. С одной стороны главные месторождения провинции Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Талаканское, Верхнечонское, Чаяндинское располагаются в пределах положительных надпорядковых структур Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз. С другой, в указанных месторождениях почти всегда непосредственный локальный контроль залежей осуществляется литологическими, стратиграфическими, тектоническими, но не антиклинальными факторами. На подобный феномен древних нефтегазоносных комплексов обращали внимание в своей работе А.Н. Золотов с соавторами [69]. Объяснением этому являются описанные выше вторичные эпигенетические преобразования, за долгое время существования отрицательно изменившие ФЕС коллекторов.

Антиклинальные ловушки в центральной части Байкитской и в западной половине Непско-Ботуобинской антеклиз практически отсутствуют и пока не имеют какого-либо значения для рассмотрения перспектив нефтегазоносности. Не имеет структурного контроля и уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение, литологически контролируемая залежь которого расположена в пределах Ангаро-Ленской ступени, крупной надпорядковой

моноклинали. В этом случае структурный антиклинальный контроль не отмечается ни на региональном уровне, ни в локальном масштабе. Возникает, вероятно, закономерный вопрос - подавляющее количество залежей углеводородов расположены в пределах антеклиз по причине регионального структурного контроля или потому что на этих положительных структурах достигнута максимальная плотность бурения? Однозначного ответа на текущий момент не существует и, скорее всего, в региональном плане важную роль сыграли обе этих причины. Поэтому остаётся высокая вероятность открытия в будущем залежей нефти и газа на землях, входящих в пределы центральной и северной частей Байкитской антеклизы и на её склонах.

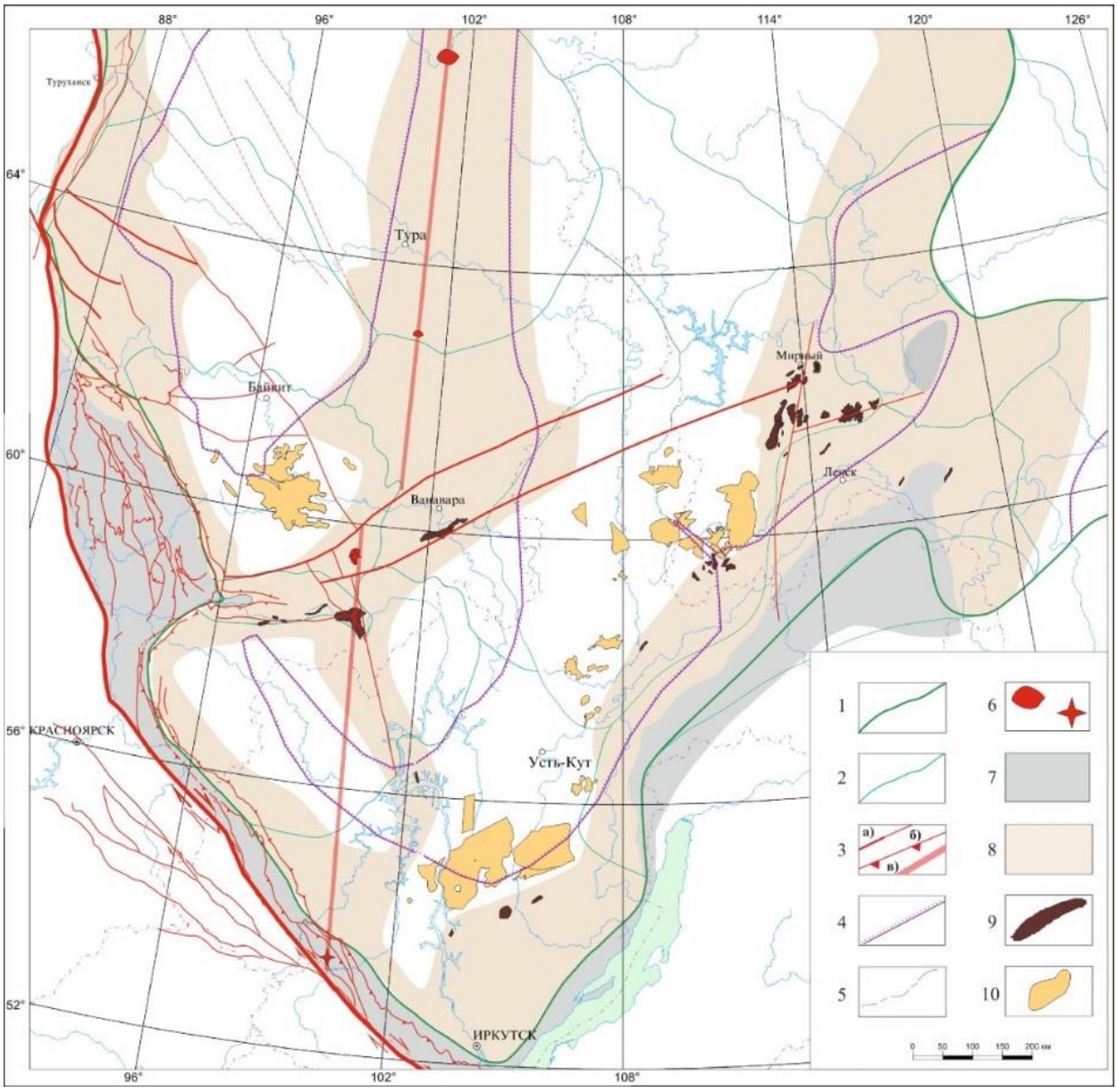


Рисунок 4.64 - Карта распространения структурных ловушек на территории Лено-Тунгусской НГП

Условные обозначения к Рисунку 4.64. на след. стр.

Границы: 1-Лено-Тунгусской НГП; 2-НГО (по состоянию на 2012 год); 3- а) сдвиги разного порядка, б) надвиги и поддвиги, в) Гули-Зиминская разломная зона;4-схематические границы рифейских прогибов;; 5-административные границы; 6-купольные структуры и интрузии центрального типа Гули-Зиминской разломной зоны; 7-складчатые области; 8-области распространения структурных ловушек; 9-промышленные залежи УВ, контролируемые структурными ловушками; 10-промышленные залежи УВ, контролируемые неструктурными ловушками

Сегодня основные открытия в локальных антиклиналях получены на территориях, расположенных вне пределов центральных частей Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз, Ангаро-Ленской ступени (Рисунок 4.64). Преимущественно антиклинальные структуры связаны с процессами сдвиго-сжатия (месторождения Ангарской зоны складок, Бысахтахское, вероятно, месторождения Мирнинского НГР) и надвигами (Пилюдинский тип ловушек). Они отсутствуют на территориях древних жестких стабильных блоков фундамента и приурочены преимущественно либо к принадвиговым периферийным районам (нижнеангарский, Бысахтахский тип и др.) либо к погребенным рифейским синформным структурам, вероятно, грабенам и погребенным краевым прогибам центральных внутренних частей Сибирской платформы (собинско-пайгинский, средне-ботуобинский тип и др.). При этом, независимо от приуроченности к периферии или центру платформы, они незначительно отличаются по строению. Например антиклинальные ловушки Ангарской зоны складок и Тэтэрского вала, вероятно, имеют общий генезис, приурочены к одной транспрессионной зоне. Обычно присдвиговые антиклинальные ловушки могут контролировать залежи в нескольких подсолевых и даже межсолевых продуктивных горизонтах, имея, чаще всего, вертикальный сквозной характер.

Последним из рассматриваемых факторов, определяющим перспективы обнаружения залежей углеводородов, является расположение объектов исследований по отношению к очагам нефтегазовой генерации и возможным древним путям миграции УВ. Выделение и характеристика нефтегазоматеринских толщ и очагов генерации углеводородов, которые могли питать те или иные зоны нефтегазонакопления, являются неотъемлемой частью работ по оценке перспектив нефтегазоносности. Этот фактор также связан с современным и, в большей степени, с древними структурными планами. В настоящее время среди геологов-нефтяников и геохимиков, занимающихся изучением перспектив нефтегазоносности Восточной Сибири существует две группы взглядов, рассматривающих в качестве нефтегазоматеринских преимущественно рифейские или преимущественно вендские осадочные толщи. Подробнее этот вопрос освещен в разделах 2.2.3 и 4.3.

Таким образом, при рассмотрении критериев перспектив нефтегазоносности Лено-Тунгусской НГП было обращено основное внимание на шесть основных групп:

– стратиграфический фактор (масштабы осадочных толщ);
– изолирующий - наличие и конфигурация галогенного комплекса нижнего-среднего кембрия;
– площадное распределение коллекторских свойств (резервуары);
– влияние магматических процессов;
– региональный структурный план, тектоника, определяющая наличие локальных структур;
– геохимические критерии.

Несомненно важными являются и другие группы факторов, достаточно подробно описанные в литературе, такие, например, как наличие местных флюидоупоров, гидрогеологические особенности, современные и древние термобарические обстановки и др. Однако основными закономерностями, определяющими перспективы нефтегазоноснсости территорий Лено-Тунгусской НГП, являются именно перечисленные группы критериев.

4.4.4.2. Критерии нефтегазоносности Лено-Вилюйской НГП

Для территории Лено-Вилюйской НГП необходимо указать на несколько другой характер перспектив нефтегазовых систем [200]. По причине относительной «молодости» НГК Лено-Вилюйской провинции они «менее требовательны» к соблюдению ряда условий.

Стратиграфический фактор не является критически определяющим для Лено-Вилюйской НГП, поскольку практически на всей её территории имеется мощный осадочные чехол, толщины которого нарастают по мере погружения кристаллического основания под складчато-надвиговое сооружение Верхоянского складчатого пояса.

Также не является настолько важным **наличие регионального долгоживущего флюидоупора,** обеспечившего изолированность транзитных и, особенно, аккумулирующих резервуаров. Поскольку миграция и аккумуляция углеводородных флюидов имеют относительно небольшой возраст (см. разделы 3.2.2.5, 3.2.2.8 и 4.3.2.4), глинистых покрышек достаточно для изоляции отдельных залежей до наших дней. На этот факт указывает наличие газовых месторождений как на территории Вилюйской синеклизы, так и в передовых складках Предверхоянского прогиба. Каменные соли, вероятно, присутствуют в отдельных районах, но они способны играть несколько другую роль. Их наличие в девонском рифтогенном интервале разреза доказано в Кемпендяйской впадине соседней с Вилюйской синеклизой. Они могут распространяться и в пределы не вскрытой бурением докаменноугольной части осадочного чехла её центральных и прибортовых районов. На основании отдельных диапироподобных структур, проявленных в геофизических материалах, соли предполагаются в центральных частях

синеклизы [252]. Здесь они также могут экранировать перспективные на нефть и газ нижне-среднепалеозойские и даже докембрийские резервуары, но в настоящее время эти возможности носят гипотетический характер. Все написанное выше с определенной долей допущения можно отнести и к северной части Предверхоянского прогиба, территории Кютингдинского грабена, вплоть до Уэль-Сиктяхской надвиговой зоны Верхоянского складчатого пояса. Здесь в поверхностных выходах наряду с разгипсованными толщами встречаются глиптоморфические признаки галогенного седиментогенеза [51]. Также можно указать на наличие в пределах этой складчатой структуры своеобразных диапировых штоков, сформированных при активном участии сульфатных, а возможно и галогенных, литологических разностей. Интерес к наличию каменных солей в нижних частях осадочного разреза определяется также возможностью определяющего их участия в формировании Хапачгайского мегавала.

Немаловажным фактом для **геохимических критериев** является, вероятно, продолжающаяся и в настоящее время генерация углеводородов в определенном интервале глубин из различных нефтегазоматеринских источников. Характер и расположение источников, глубины залегания НГМТ определяют состав углеводородных флюидов и газов. При этом, вопрос генерационного потенциала, степени его реализации на текущем уровне изученности не задает критичных, определяющих условий для оценки перспектив нефтегазоносности как отдельных районов Лено-Вилюйской НГП, так и для провинции в целом. Тем более, как, вероятно, справедливо отметил Ж. Демезон [293] требовательность латеральных нефтегазовых систем к богатству нефтегазогенерационного потенциала значительно ниже, чем таковая у вертикальных внутриплатформенных НГС.

Несколько другую роль, нежели для Лено-Тунгусской НГП играет и **литологический критерий** площадного распределения коллекторских свойств. Как справедливо указывали А.Н. Золотов с соавторами [69], нефтегазоносные комплексы помимо деления на существенно терригенные и карбонатные, имеет смысл разделять на три группы по времени их жизни (эволюции и деградации) и, соответственно, степени диагенетической (метагенетической [279]) преобразованности гранулярных коллекторов. Относительно молодые терригенные толщи верхоянского комплекса Предверхоянского прогиба и Вилюйской синеклизы можно отнести частично к первому типу НГК по А.Н. Золотову (слабо преобразованному, с выдержанным площадным распространением коллекторов), частично ко второму, промежуточному типу. Первый тип НГК тяготеет к приплатформенным частям верхнепалеозой-мезозойского комплекса, второй – к принадвиговым, метагенетически преобразованным восточным районам прогиба. Докембрийские интенсивно измененные коллектора Лено-Тунгусской НГП, описанные выше, в этом ряду относятся к третьему типу. Соответственно важнейшим аспектом становится

приразломная вторичная метагенетическая преобразованность [279]. Часто гранулярные коллектора, отмечающиеся в лежачем боку разлома, в его висячем боку исчезают. С другой стороны, возникает трещинная проницаемость, часто вертикального, неизолированного характера. Подобная ситуация зафиксирована в мезозойских отложениях Лено-Вилюйской НГП, в скважине Алысардахская-2430 и на профиле колонковых скважин, пересекших вкрест апикальную часть Томпорукского взбросо-вала. Колонковые скважины, пробуренные в нижнемеловых-триасовых отложениях показали значительную деградацию фильтрационно-емкостных свойств песчаников нижнего мела и резкое возрастание их плотности на величины около 0,5 г/см^3 в северо-восточном висячем боку разлома [20ф]. В этой связи, перспективы ловушек в висячих крыльях надвигов и всей прискладчатой зоне Предверхоянского прогиба невысокие и, вероятно, могут быть связаны лишь с трещинной пустотностью.

4.4.5. Зоны нефтегазонакопления Лено-Тунгусской провинции

Для установления особенностей, объединяющих залежи углеводородного сырья и контролирующие их ловушки в зоны нефтегазонакопления, автором из балансов месторождений углеводородного сырья, из материалов, по количественной оценке, из фондовых отчётов были выбраны данные по месторождениям нефти и газа Лено-Тунгусской НГП. Это 90 месторождений, находящиеся на балансе на 01.01.2020 г. Последние открытия, сделанные в 2020 году, также учитывались в работе при анализе закономерностей, но на рисунки не попали. Нужно отметить, что особых трудностей при группировании залежей в зоны нефтегазонакопления не возникло. В большинстве случаев территориально сближенные залежи, локализованные в пределах единого продуктивного горизонта, контролируются однотипными (литологически экранированными, структурными антиклинальными, стратиграфически экранированными) ловушками и достаточно понятно объединяются в зоны. Таким образом, 196 залежей, сосредоточенные в 90-та месторождениях были объединены в 20 зон нефтегазонакопления. Результаты группирования известных залежей по типам ловушек, приуроченности к определенным зонам представлены на Рисунке 4.65 и вынесены на картографическую основу (Рисунок 4.66). Кроме самих зон нефтегазонакопления, контуров отдельных месторождений на карту вынесены данные о преимущественном распространении структурных или литологически экранированных ловушек, южная граница нефтяной зоны, южнее которой промышленные залежи нефти практически не встречаются, контуры распределённого фонда недр и т.д. Для обеспечения ресурсной базы нефтепровода ВСТО интерес представляют зоны нефтегазонакопления, локализованные в области, имеющей нефтяную направленность. Южнее ограниченной на карте фиолетовой линией для Предпатомской НГС и западнее пурпурной для Приенисейской НГС открытие нефтяных месторождений маловероятно.

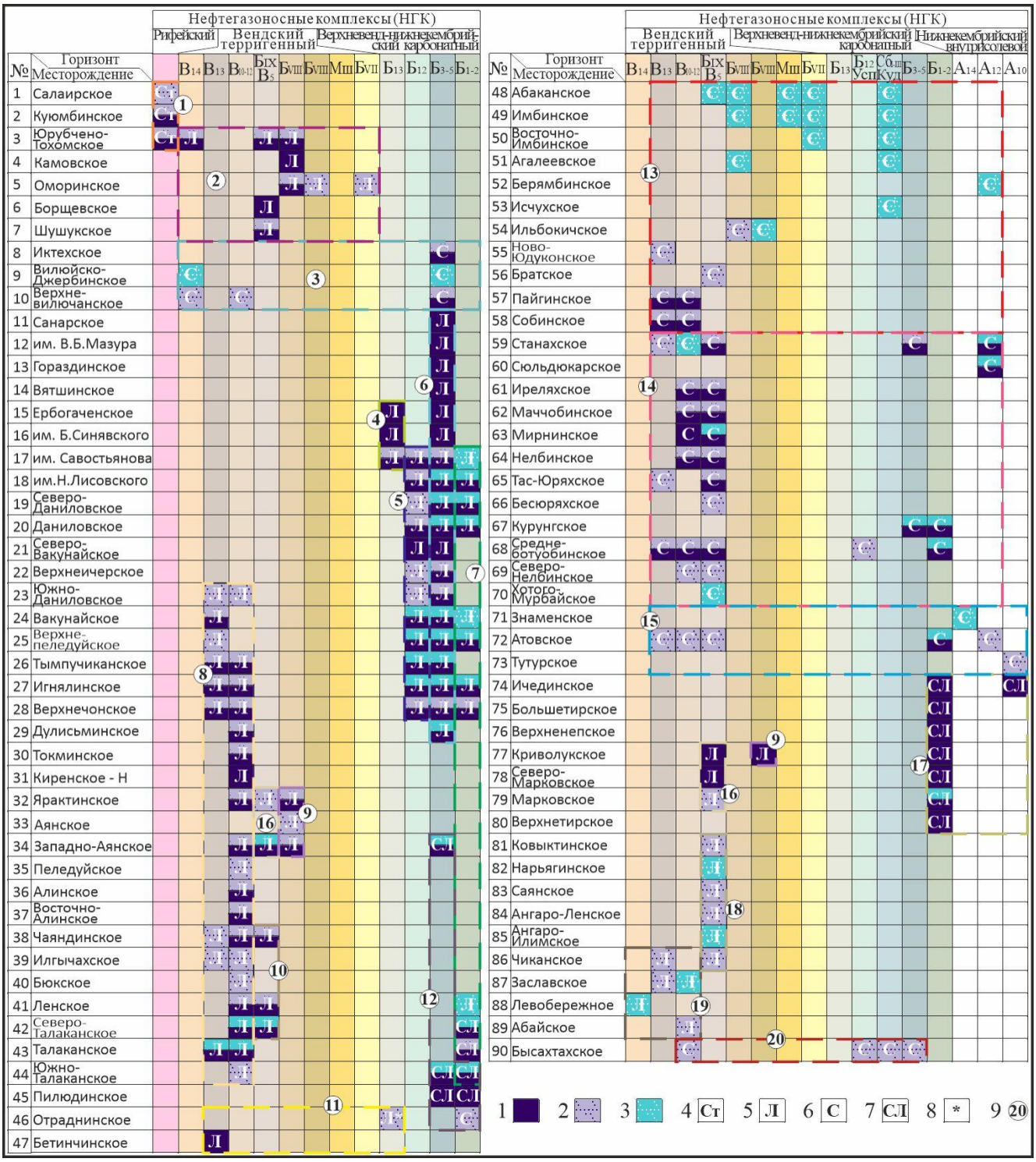


Рисунок 4.65 - Схема распределения залежей углеводородов по зонам нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью Лено-Тунгусской НГП

Характер насыщения залежи (1-3): 1-нефтяной; 2-газоконденсатный; 3-газовый. Тип контролирующей залежь ловушки (4-7): 4-стратиграфически экранированный; 5-литологически экранированный; 6-структурный; 7-проблемный, структурно-литологический; 8-вероятная ошибка подсчетного плана. 9-номер зоны нефтегазонакопления.

Продолжение условных обозначений к Рисунку 4.65 на след. стр.

Зоны нефтегазонакопления (номера в кружках): 1-Юрубчено-Куюмбинская; 2-Оморинско-Камовская; 3-Вилючанская сквозная; 4-Ербогаченская; 5-Преображенская; 6-Чонско-Ереминская; 7-Осинская; 8-Непская; 9-Аянская; 10-Чаяндинская; 11-Предпатомская; 12-Пилюдинская навешенная;13-Нижнеангарская сквозная; 14-Ботуобинская сквозная; 15-Верхнеангарская; 16-Марковская; 17-Ичединская; 18-Базальная; 19-Ангаро-Ленская; 20-Бысахтахская сквозная

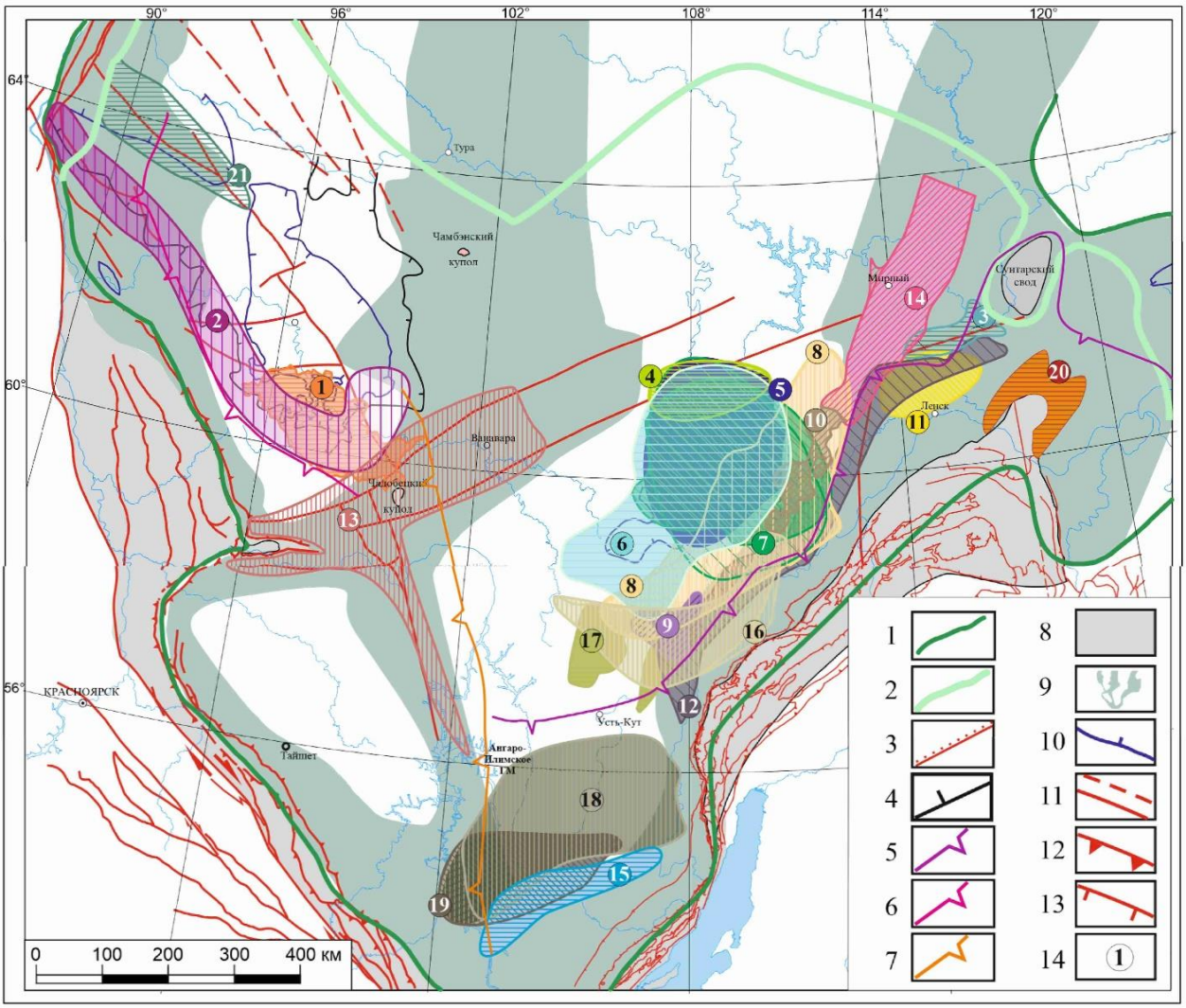


Рисунок 4.66 - Карта зон нефтегазонакопления Лено-Тунгусской НГП

1-границы Лено-Тунгусской НГП; 2-северная граница распространения нижнекембрийских солей; 3-распространение рифейских отложений; 4-зона отсутствия непского горизонта; 5-граница нефтяной зоны Предпатомской НГС; 6-граница нефтяной зоны Приенисейской НГС; 7-граница нефтяной зоны Катангской НГС; 8-складчатое обрамление Сибирской платформы; 9-области развития структурных ловушек; 10-отсутствие тирского горизонта; 11-разломные преимущественно сдвиговые зоны; 12-надвиги и поддвиги; 13-сбросы; 14-номера зон нефтегазонакопления (названия смотри на рисунке 4.63., номер 21 – Моктаконская ЗНГН с непромышленной нефтегазоносностью)

Хотя при этом нужно понимать, что местами положение этой линии весьма условно, и к югу от неё, с меньшей вероятностью, но могут быть обнаружены залежи нефти. В связи с этим, в качестве перспективных на нефть выделяются 14 зон нефтегазонакопления с различными перспективами и масштабами нефтегазоносности. Кроме того, зоны различаются по типам ловушек. Соответственно, зоны со структурными ловушками могут быть более обосновано изучены понятными и хорошо зарекомендовавшими себя в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции методиками поисков и разведки.

Юрубчёно-Куюмбинская зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система. Рифейский НГК.

Юрубчёно-Куюмбинская зона нефтегазонакопления (ЮКЗ) (№ 1 на рисунках 4.65, 4.66) Является наиболее древней по возрасту резервуаров. Приурочена к рифейскому нефтегазоносному комплексу. Получены отдельные притоки из кристаллических толщ, как в настоящее время считается, из фундамента. Зона с похожим названием или Юрубчёно-Тохомская ЗНГН выделялась такими исследователями как А.Э. Конторович, Н.В. Мельников и другими [92]. Приурочена она к поверхности крупного стратиграфического и структурного несогласия в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы. Объединяет в своём составе, по всей видимости, сложные залежи двух крупнейших месторождений Юрубчёнского и Куюмбинского. Северные и восточные границы этих месторождений окончательно не установлены, и они возможно продолжаются далее на север и восток. В пользу наличия углеводородного насыщения в кристаллических толщах северной части Камовского свода указывают результаты бурения скважины Юрубченская-67. Контур Юрубчено-Куюмбинской зоны охватывает апикальную часть Камовского свода (Рисунок 4.67), в т.ч. поле распространения мощных светло-серых карбонатных, в основном, доломитовых рифейских толщ камовской серии рифея, выходящих под вендскую покрышку. Со всех сторон зона контролируется современным и древним структурными планами. Существуют реальные перспективы открытия новых залежей вне современных границ месторождений на севере и востоке ЗНГН. В дальнейшем в пределах этих границ, принимаемых на текущий момент, будет установлено более детальное строение залежей. Вследствие высокой степени лицензирования территории ЮКЗ эти задачи должны быть решены силами недропользователей. Рифейские толщи ЮКЗ были интенсивно размыты во время предвендского перерыва. Отдельные залежи связаны преимущественно с пластами чистых доломитов, подвергшихся выщелачиванию в условиях гипергенеза во время предвендского перерыва. Поверхность рифея (а в участках отсутствия рифея – поверхность фундамента) в конце раннего венда представляла собой относительно приподнятое Юрубченское плато,

обрывающееся к югу. Южный край этого плато был рассечен врезами и долинами, которые были заполнены породами ванаварской и оскобинской свит венда.

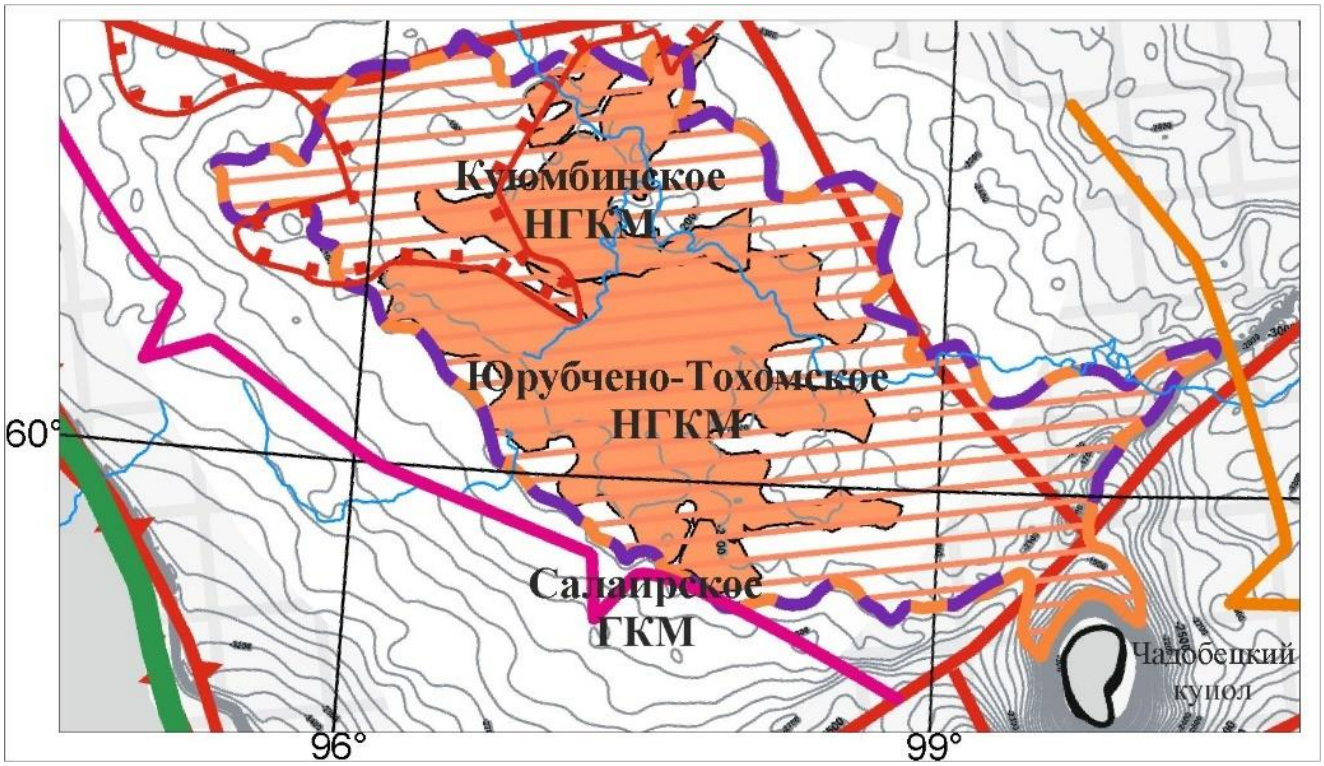


Рисунок 4.65 - Юрубчено-Куюмбинская зона нефтегазонакопления

Изолинии – кровля довендского основания. Синим показан контур условного регионального водонефтяного контакта, абсолютная отметка -2080 м. Красным - складчатое основание по данным [249].

Остальные обозначения см. на Рисунке 4.64.

Фиксируется последовательное налегание слоев ванаварской и оскобинской свит на эродированную поверхность рифея. Пласты рифейских доломитов несогласно выходят под вендскую глинистую покрышку. Угол наклона слоистых толщ рифейского комплекса по данным бурения составляет от первых градусов до 12-15º (на Куюмбинской площади иногда до 50-60° и более). Типы залежей пластовые и сводовые, в ловушках стратиграфического типа с боковыми литологическими и дизъюнктивными экранами. Покрышкой являются глинистые и сульфатные карбонаты венда.

Главный критерий нефтегазоносности всей ЮКЗ в целом, вероятно, структурный. Нами предполагается, что апикальная часть Камовского свода, выше абсолютной отметки - 2080 м (Рисунок 4.65) представляет собой гигантскую нефтегазосборную структуру, характерную для НГС с латеральным типом миграции. Соответственно максимальными перспективами открытий скоплений УВ обладает зона, оконтуренная изогипсой -2080 м.

На начало 2020 года в пределах Юрубчено-Куюмбинской ЗНГН запасы составляли: газа

АВ1С1 – 257,6 млрд. м^3, В2С2 – 450,0 млрд. м^3; нефти (извл./геол.) млн.т АВ1С1 – 332,7/944,4 млн.т, В2С2 – 153,1/452,0 млн.т.

Оморинско-Камовская ЗНГН. Приенисейская нефтегазовая система. Вендский терригенный НГК.

Оморинско-Камовская ЗНГН (№ 2 на рисунках 4.65, 4.66) преимущественно находится на юго-западном, южном склонах Байкитской антеклизы и приурочена к терригенному вендскому НГК. Площадь Оморинско-Камовской ЗНГН – 35110 км^2. Здесь открыты четыре месторождения: Оморинское НГК, Камовское и Борщевское нефтяные и Шушукское газонефтяное, получены притоки нефти, газа и конденсата из горизонтов вендского НГК.

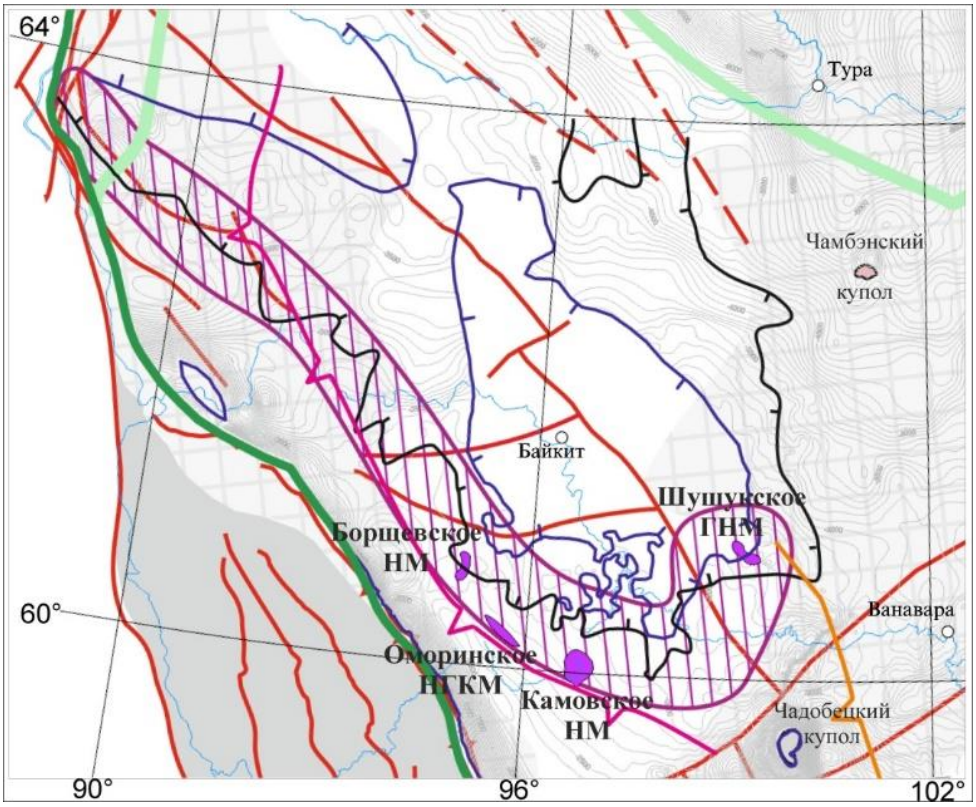


Рисунок 4.68 - Оморинско-Камовская зона нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на на Рисунке 4.64.

Западная часть зоны протягивается вдоль западной границы Сибирской платформы (Рисунок 4.68) и отличается увеличенными мощностями горизонтов терригенного венда и нижнеданиловского резервуара (низы катангской свиты), представленного пластом песчаников Б-VII. К нему приурочена основная залежь Оморинского НГКМ. Залежь классифицируется как пластовая литологически и тектонически экранированная. Промышленные притоки Оморинского и Камовского месторождений приурочены к продуктивному пласту Б-VIII оскобинской свиты венда, представленному алевролитами, ангидритами, доломито-

ангидритами, оскобитами, алевро-аргиллитами. Пласт-коллектор Б-VIII перекрыт в большинстве скважин сульфатно-карбонатным пластом, мощностью от 7 до 10 м. В средней части оскобинской свиты выделен еще один пласт-коллектор Б-VIII^{1}, сложенный песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевого состава. Залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически ограниченные.

На Борщевском и Шушукском месторождениях притоки получены из карбонатов оскобинской свиты – пласт Б-IX. Продуктивные отложения представлены доломитами кавернозными, сильно трещиноватыми. Залежи структурно-литологического типа.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти D0 на западном склоне Байкитской антеклизы посчитаны для Мокуйской и Чандашеминской площадей в объеме 24,306 млн.т, и на северном - в объеме 56,107 млн.т для Туколано-Светланинской и Верхнеюктаконской площадей.

На начало 2020 года в пределах Оморинско-Камовской ЗНГН запасы составляли: газа АВ1С1 – 16,2 млрд. м^3, В2С2 – 262,9 млрд. м^3; нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 2/6,6 млн.т., В2С2 – 89,5/302,0 млн.т.

На северном окончании *Оморинско-Камовской ЗНГН* расположена Бахтинская площадь с локализованными извлекаемыми ресурсами в песчаниках неантиклинальных ловушек порядка 376 млн.т. условного топлива. Предполагается, что ловушки в резервуарах терригенного венда Бахтинской площади будут сходны с ловушками Оморинского месторождения. Ожидаются пластовые, сводовые, литологически и тектонически ограниченные залежи. Коллектора ловушек относятся к непскому, тирскому, возможно, даниловскому горизонтам венда.

Нижнеангарская сквозная ЗНГН. Приенисейская и Катангская нефтегазовые системы.

Нижнеангарская ЗНГН (№ 13 на рисунках 4.63, 4.64) имеет сквозной характер, поскольку объединяет в своем составе структурные приразломные ловушки, контролирующие залежи в продуктивных пластах, начиная от базальных горизонтов терригенного венда и заканчивая межсолевыми карбонатными пластами нижнего кембрия. Тектоническое строение этих ловушек однозначно указывает на их преимущественно присдвиговый генезис, приуроченность к различным частям сложно построенных «цветковых» транспрессионных антиформных структур.

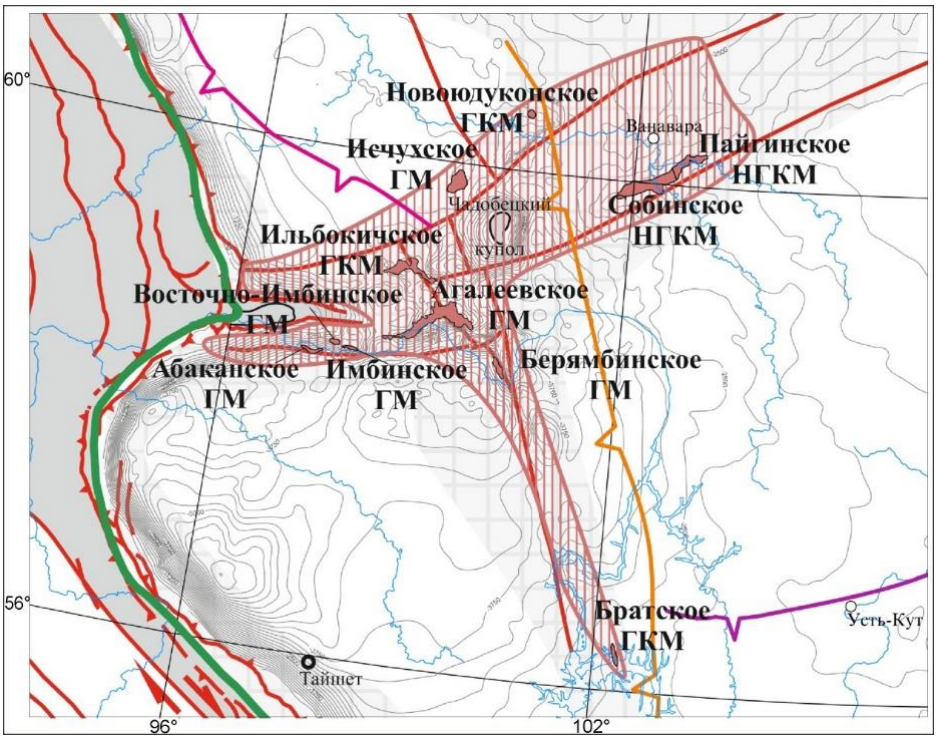


Рисунок 4.69 - Нижнеангарская сквозная зона нефтегазонакопления

Изолинии – кровля вендских отложений, шаг – 250м.

Остальные обозначения см. на Рисунке 4.64.

Территориально Нижнангарская ЗНГН приурочена к зонам региональных разломов сдвиговой природы: Сользаводского, Ангаро-Алымджинского, Нижнеангарского, Ангаро-Катангского (см. Рисунок 3.40). ЗНГН включает Ангарскую зону складок, Тэтэрскую, Ковинскую, Бедошемскую и другие валообразные структуры. В её пределах находятся многочисленные преимущественно газовые месторождения. Фиксируется определенная зональность в распределении характера насыщения залежей. К западной части тяготеют месторождения сухого газа. Восточнее и южнее, в пределах Ильбокичского, Братского, Новоюдоконского месторождений газ приобретает более жирный характер, возрастает газоконденсатный фактор. Еще восточнее в пределах Собинского и Пайгинского месторождений появляется промышленное нефтяное насыщение (Рисунок 4.69). Соответственно можно предположить, что очаг генерации находился на западе территории, возможно в пределах современной Присаяно-Енисейской синеклизы. Однако низкая степень заполнения Братской структурной ловушки, указывает на вероятный центр, откуда происходила миграция УВ, в районе современной Ангарской зоны складок. Весьма вероятен, сценарий переформирования в результате пермо-триасового тектогенеза, сформированных Приенисейской нефтегазовой системой в начале палеозоя масштабных палеоскоплений углеводородов. Фундамент в пределах зоны находится на глубинах от 2,5 до 8,0 км. На востоке Катангской седловины рифейские отложения залегают моноклинально, прекрываются с угловым несогласием породами венда и

выклиниваются практически на границе Катангской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы. В Нижнеангарской ЗНГН продуктивны пласты песчаников ванаварской, оскобинской, редколесной, катангской свиты вендского НГК. Коллекторами являются мелкозернистые плотные песчаники, на Новоюдуконском месторождении продуктивный пласт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников. Вероятно, эти горизонты выступали в качестве транзитных слоев, обеспечивавших миграцию от очагов к областям аккумуляции. Локальными флюидоупорами являются пачки аргиллитов, доломитов и ангидритов. По субвертикальным тектоническим присдвиговым зонам осуществлялась вертикальная миграция к карбонатным коллекторам собинской свиты и, в меньшей степени, к межсолевым нижнекембрийским резервуарам.

Региональным флюидоупором служат соляные пласты усольской свиты нижнего кембрия. В верхневендско-нижнекембрийском и кембрийском НГК возможны и другие пластовые и сводовые залежи в карбонатах. На начало 2020 года запасы Нижнеангарской ЗНГН составляли: газа АВ1С1 – 221,8 млрд. м^3, В2С2 – 213,6 млрд. м^3; Запасы нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 7,6/26,5 млн.т., В2С2 – 9.3/49,9 млн.т. Площадь Нижнеангарской ЗНГН составляет более 63900 км^2.

Непская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Вендский терригенный НГК.

Непская ЗНГН (№ 8 на рисунках 4.65, 4.66) расположена вдоль современного шарнира Непско-Ботуобинской антеклизы и на её юго-восточном склоне (Рисунок 4.70). Отдельные залежи Непской ЗНГН контролируются ловушками литологического экранирования. Распределение коллекторских свойств терригенного венда подробно описано выше (см. разделы 4.2.2, 4.3.2.2, 4.4.4.1). На южном окончании Непской ЗНГН, юго-восточной периклинали Непско-Ботуобинской антеклизы расположены литологически экранированные ловушки, контролирующие нефтегазоконденсатные залежи Ярактинского, Дулисьминского, Токминского и Западно-Аянского месторождений. Все залежи приурочены к коллекторам терригенного продуктивного пласта $В_{10}$, который в этом районе носит название ярактинского (см. рисунки 4.24, 4.25). Литологически экранированные залежи приурочены к наиболее приподнятым в современном структурном плане частям ярактинского резервуара, выклинивающегося по восстанию на северо-запад. Вся зона находится в недропользовании.

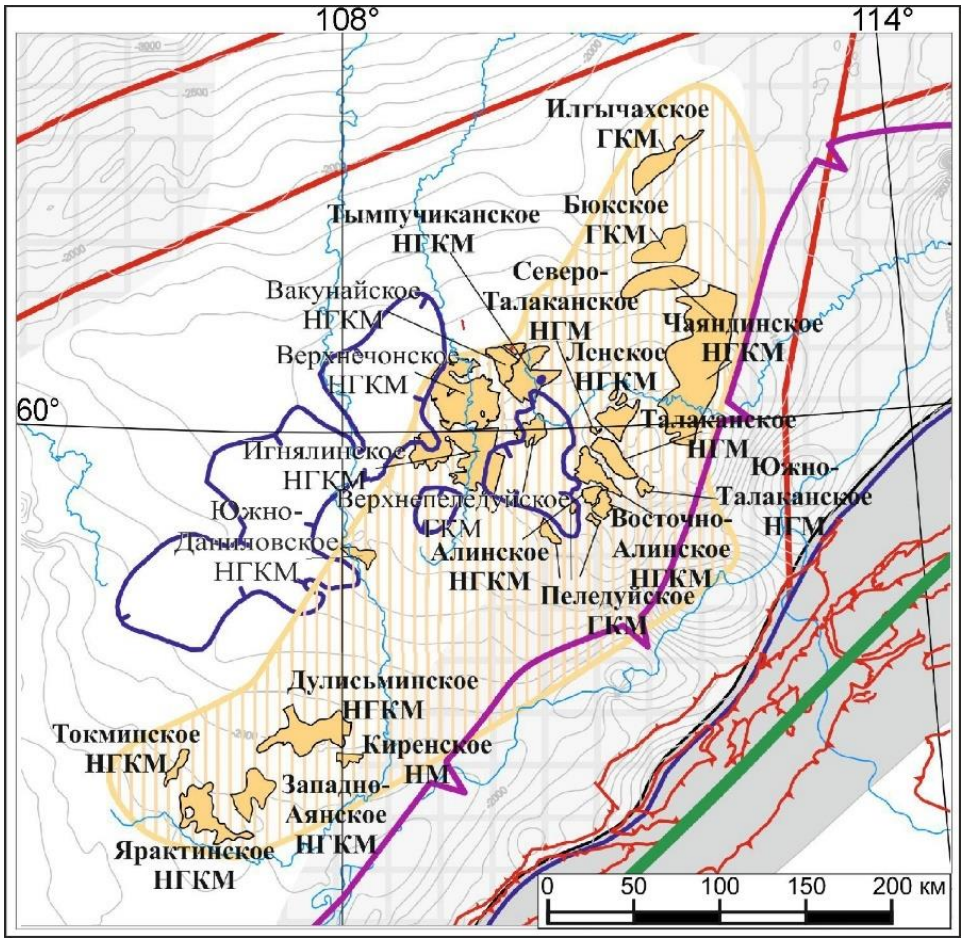


Рисунок 4.70 - Непская зона нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Всего Непская зона объединяет нефтегазоконденсатные залежи 21 месторождений. Из них 15 месторождений имеют нефтяную составляющую, что достаточно уверенно определяет существенно нефтяной характер Непской ЗНГН. Эта зона нефтегазонакопления представляет собой часть области аккумуляции, где заканчивали латеральную миграцию углеводородные флюиды Предпатомской нефтегазовой системы. Дальнейшая миграция происходила вертикально по проницаемым зонам различного генезиса в вышележащие преимущественно карбонатные резервуары. Типовыми для Непской ЗНГН, в этой связи, являются значительные масштабы нефтегазоносности, литологически экранированный характер ловушек, приуроченность к наиболее приподнятым районам по периферии прогиба. Многочисленные аналоги подобных месторождений известны в различных регионах мира [293]. Уникальным для Непской зоны нефтегазонакопления является достаточно древнее силурийское [338, 18ф] время критического момента основного проявления генерационно-аккумуляционных процессов и весьма высокая степень изолированности недр в её пределах.

На начало 2020 года запасы Непской ЗНГН составляли: газа АВ1С1 – 853,2 млрд. м^3, В2С2 – 491,4 млрд. м^3; нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 366,4/1426,3 млн.т., В2С2 – 143,3/595,5 млн.т. Зона является весьма перспективной в плане дальнейшего наращивания сырьевой базы нефти. При этом степень изученности глубоким бурением и освоенности недропользователями позволяют оставить невысокие риски дальнейшего освоения ЗНГН в пользу частного капитала.

Базальная и Ангаро-Ленская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Вендский терригенный НГК.

Аналогом литологически экранированных ловушек Непской зоны в базальных горизонтах терригенного венда и, фактически, продолжением этих горизонтов на юго-запад, на территорию Ангаро-Ленской ступени являются ловушки Базальной зоны нефтегазонакопления (№ 19 на рисунках 4.65, 4.66), объединяющей промышленные газовые и газоконденсатные залежи Абайского, Заславского, Левобережного и Чиканского месторождений (Рисунок 4.71).

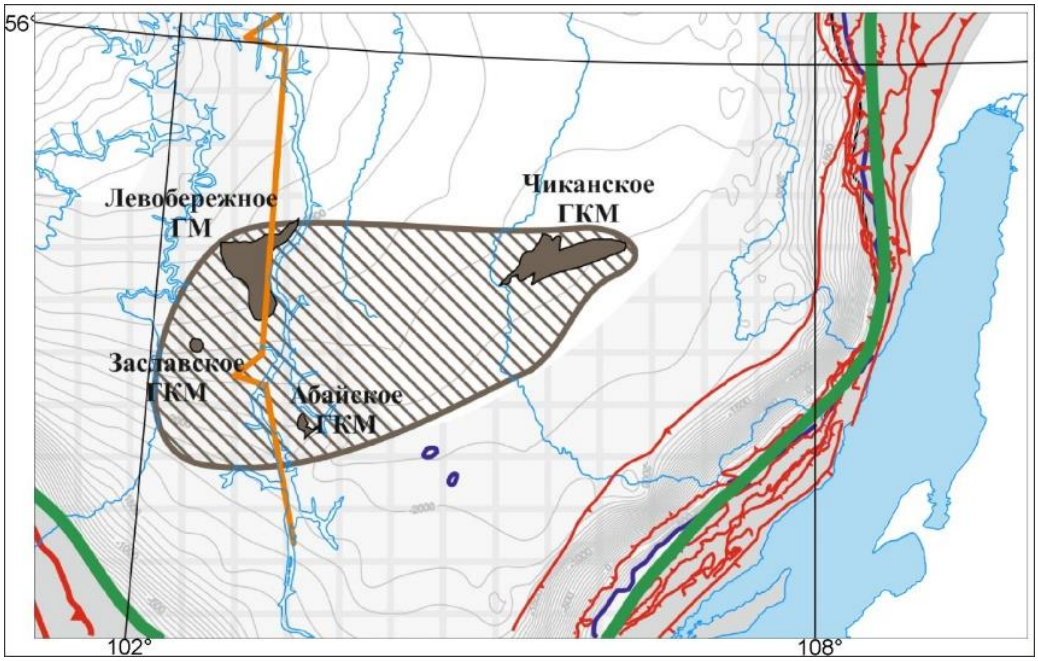


Рисунок 4.71 - Базальная зона нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.64.

Резервуары этих месторождений отличаются весьма причудливым, мозаичным характером распределения коллекторских свойств базального, боханского и шамановского терригенных пластов преимущественно невысоких ФЕС. При этом современное состояние характера газонасыщения, вероятно, указывает на северо-восточное направление миграции. Последнее обстоятельство может объясняться интенсивным переформированием структурного

плана в кайнозое, обусловленное воздыманием территории на первой стадии формирования Байкальской рифтогенной системы (см. раздел 3.2.2.9). Возможно, перед перестройкой структурного плана миграция углеводородов на этой территории имела северо-западное направление. В любом случае, транзитные свойства региональных резервуаров непского стратиграфического горизонта на территории Базальной ЗНГН весьма невыдержаны, и сопровождаются низкими показателями пористости и проницаемости. Пористость базального горизонта по данным исследований керна скважин Боханская-1, Чиканская-21, Южно-Ковыктинская-1, Южно-Ковыктинская-6 в редких случаях достигает 12% при проницаемости до нескольких мД. Обычно эти показатели гораздо ниже.

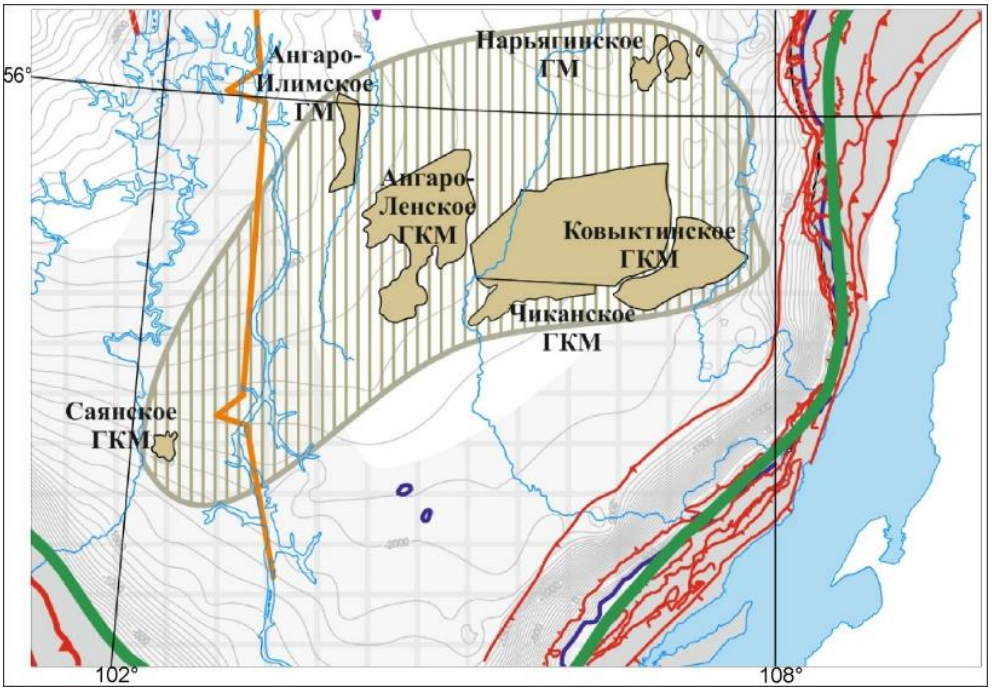


Рисунок 4.72 - Ангаро-Ленская зона нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Пористость песчаников боханского горизонта на месторождениях редко превышает 10-15%, а проницаемость – от 1 до 10 мД. Тип коллектора – поровый. Максимальные притоки газа, полученные в пределах наиболее изученного Чиканского месторождения составляют первые десятки тысяч кубометров газа. Несколько лучшими фильтрационно-емкостными свойствами отличается шамановский горизонт, из которого на Балаганкинской площади (юго-западная часть зоны) отмечались дебиты газа до 280 тыс. $м^3$/сут.

Общая площадь Базальной ЗНГН составляет приблизительно 39150 $км^2$. Извлекаемые запасы газа месторождений зоны нефтегазонакопления на начало 2021 года по категориям

А+В+С1 составляли 26,2 млрд. м^3, В2С2 – 118,1 млрд. м^3. Запасы конденсата (извл./геол.) АВ1С1 – 1,0/1,4 млн.т, В2С2 – 3,9/5,5 млн.т.

Таким образом, низкие, вероятно, первично низкие коллекторские свойства плохо отсортированных, часто грауваккковых, песчаников базального, боханского и шамановского горизонтов не позволяют рассматривать их в качестве основных транзитных пластов Предпатомской нефтегазовой системы на территории Ангаро-Ленской ступени. Скорее всего миграция преимущественно газовых флюидов происходила в пределах вышележащих парфеновских резервуаров. Здесь же в литологически экранированных ловушках шести месторождений (без учета структурных ловушек Братского ГКМ и Атовского НГКМ) сосредоточены запасы газа и газоконденсата Ангаро-Ленской ЗНГН (№ 18 на рисунках 4.65, 4.66, рисунок 4.72). Парфеновский продуктивный горизонт (B_5) распространен практически на всей территории Ангаро-Ленской НГО. Он приурочен к песчаным пластам, объем которых местами (Ковыктинское месторождение) практически соответствуют объему верхнечорской подсвиты. По данным глубокого бурения установлено, что парфеновский горизонт имеет сложное строение. В центральной части Ангаро-Ленской ЗНГН в разрезе парфеновского продуктивного горизонта наблюдается увеличение аргиллитовых прослоев. Здесь установлено отсутствие пластов, обладающих коллекторскими свойствами (Тутурская площадь). Общая глинизация разреза отмечается также в восточном и юго-восточном направлениях. В этих же направлениях увеличивается общая мощность горизонта, которая изменяется от 20 до 130 м. Общая толщина парфеновского горизонта в пределах разведанной части Ковыктинского месторождения составляет от 13-35 м до 75 м, эффективная газонасыщенная толщина – от 3 до 29 м.

Фильтрационно-емкостные свойства песчаников парфеновского горизонта весьма изменчивы. Открытая пористость колеблется от нулевых значений в зоне глинизации коллекторов до 8 - 18 (преобладает 8-11) % на месторождениях, проницаемость от первых единиц до 200 мД, преобладает 12-60 мД.

Общая площадь Ангаро-Ленской зоны нефтегазонакопления составляет приблизительно 81500 км^2. Извлекаемые запасы газа месторождений Ангаро-Ленской ЗНГН на начало 2021 года по категориям А+В+С1 составляли 1709,1 млрд. м^3, В2С2 – 1537,5 млрд. м^3. Запасы конденсата (извл./геол.) АВ1С1 – 74,5/99,7 млн.т., В2С2 – 31,4/39,9 млн.т.

Чаяндинская и Марковская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Вендский терригенный НГК.

Чаяндинская и Марковская ЗНГН (№ 10 и 16 на рисунках 4.65, 4.66) рассматриваются вместе, поскольку объединяют литологически экранированные ловушки, контролирующие нефтяные и газоконденсатные залежи в Марковской, и нефтегазоконденсатные - в Чаяндинской

ЗНГН. В состав Чаяндинской зоны входят Чаяндинское, Северо-Талаканское и недавно выделенное из состава последнего нефтегазоконденсатное Ленское месторождение. В состав Марковской ЗНГН – Ярактинское, Западно-Аянское, Марковское, Северо-Марковское, Криволукское месторождения (Рисунок 4.73). Все залежи локализованы в пределах пласта B_5 (парфёновский). Гигантская газоконденсатная залежь Ковыктинского месторождения в составе Ангаро-Ленской ЗНГН, также относится к этому стратиграфическому уровню. Таким образом, по суммарным ресурсам газа и конденсата пласт B_5 является крупнейшим продуктивным горизонтом Восточной Сибири. Причины высокой промышленной значимости ботуобинского-парфёновского горизонта определяются его высокими коллекторскими качествами, отмечаемыми на большей части его развития. Это в свою очередь связано с положением горизонта в разрезе. Хорошо отсортированные песчаники ботуобинского и, возможно, парфёновского пласта сформировались как единые баровые тела в прибрежно-морских условиях в тирское время. Это был период развивающейся трансгрессии, непосредственно предшествующий накоплению сначала сульфатно-карбонатных толщ, затем карбонатов, и далее соленосно-карбонатного разреза. Известно, что для накопления карбонатных осадочных пород, в первую очередь необходимо соблюдение двух условий - повышенные температуры и чистая вода без присутствия глинистых и терригенных взвесей [245]. К началу тирского времени произошло очищение прибрежного моря от мутьевых потоков, что позволило сформироваться песчаным коллекторам с распространенной по площади высокой проницаемостью, впоследствии обеспечившей латеральную миграцию, а затем и мощным карбонатным толщам даниловского стратиграфических горизонтов.

Эти особенности, способствовавшие латеральной миграции, позволили сформироваться гигантской газоконденсатной залежи Чаяндинского месторождения. Залежь контролируется ловушкой литологического экранирования выклинивания ботуобинских песчаников в центральной части Непского свода. Дальше, на юго-запад, в центральной части НБА распространение ботуобинских песчаников носит мозаичный характер. С крупными линзами, по-видимому, связаны в настоящее время разделенные залежи Северо-Талаканского и Ленского месторождений. Ещё дальше, на юго-запад, в сторону опускания склона антеклизы в Предпатомский прогиб песчаники B_5 не прослежены. Вероятно, главная причина этого – незначительные объёмы бурения. Здесь, на территории нераспределённого фонда недр возможно выделение новой зоны перспективной для открытия крупного месторождения.

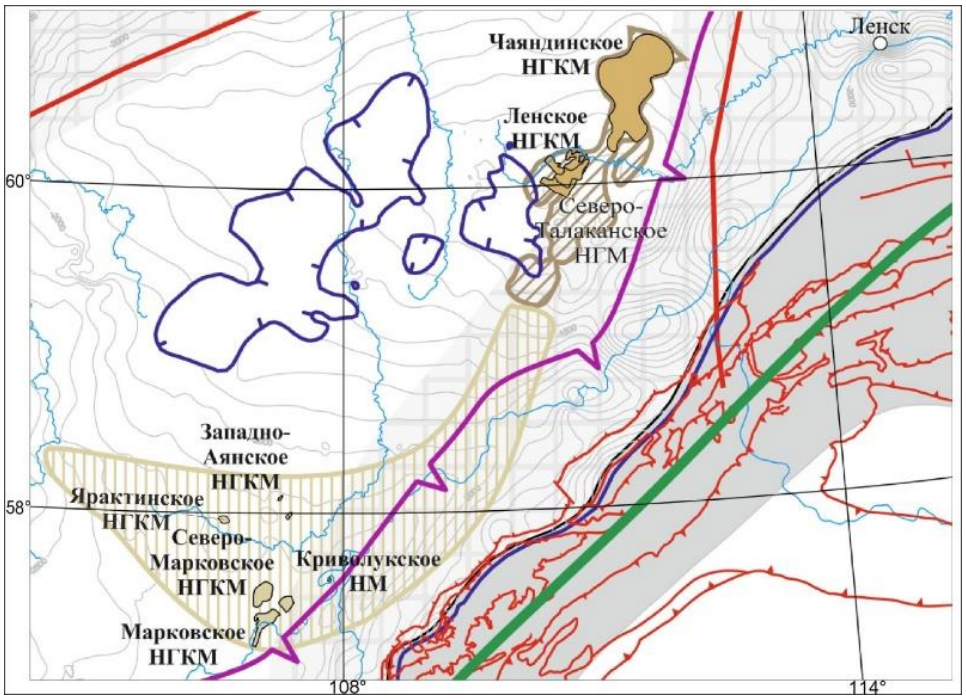


Рисунок 4.73 - Чаяндинская и Марковская зоны нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Общая площадь Марковской зоны нефтегазонакопления приблизительно 41500 км^2, Чаяндинской - 8600 км^2. Запасы газа месторождений Марковской ЗНГН на начало 2021 года по категориям А+В+С1 составляли 22,4 млрд. м^3; нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 1,7/4,9 млн.т., В2С2 – 2,7/7,8млн.т. Запасы газа месторождений Чаяндинской ЗНГН по категориям А+В+С1 - 402,3 млрд. м^3, В2С2 – 29,8 млрд. м^3; Запасы нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 51,4/299,6 млн.т., В2С2 – 10,2/50,0 млн.т. Запасы конденсата (извл./геол.) АВ1С1 – 6,3/7,4 млн.т., В2С2 – 0,6/1,0млн.т.

Аянская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Вендский терригенный НГК.

Аянская ЗНГН (№ 9 на рисунках 4.64, 4.65) объединяет ловушки литологического экранирования, содержащие нефтегазоконденсатные залежи Западно-Аянского и Ярактинского, газоконденсатную залежь Аянского и нефтяную залежь Криволукского месторождений (Рисунок 4.74). Коллектора зоны приурочены к терригенному пласту в верхней части тирского стратиграфического горизонта, который не имеет здесь такого распространения, как на западном и юго-западном склонах Байкитской антеклизы. Соответственно перспективы ЗНГН не велики.

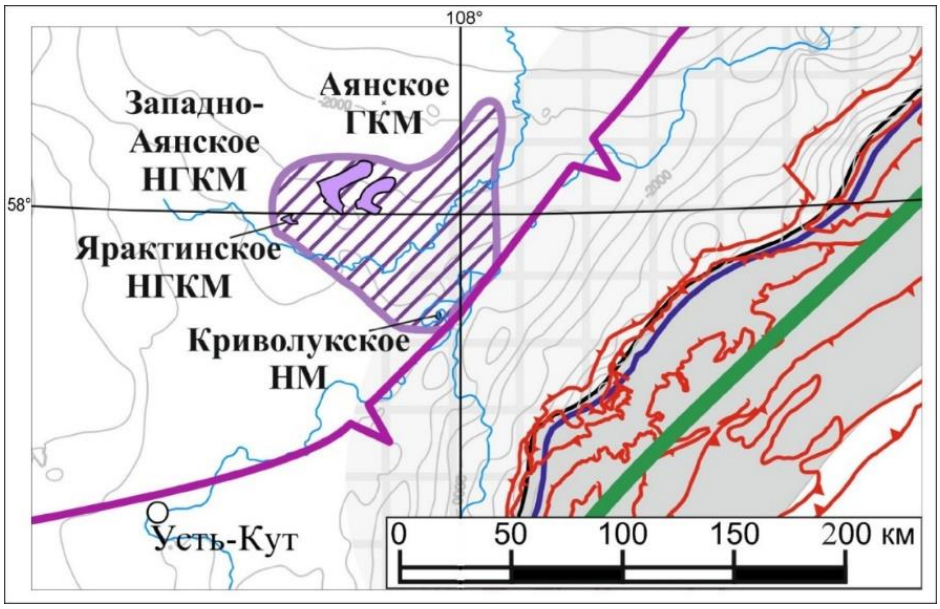


Рисунок 4.74 - Аянская зона нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Ербогаченская и Преображенская ЗНГН.Предпатомская нефтегазовая система. Верхневенд-нижнекембрийский карбонатный НГК.

Верхневенд-нижнекембрийский карбонатный нефтегазоносный комплекс включает пять зон нефтегазонакопления представляющих нефтепоисковый интерес. Все они объединяют литологически экранированные ловушки в карбонатах. В основании НГК залегают резервуары Ербогаченской и Преображенской ЗНГН (№ 4 и 5 на рисунках 4.64, 4.65). Зона нефтегазонакопления с названием Еремин-ско-Чонская, объединяющая залежи в различных горизонтах карбонатного венда выделена и описана в несколько меньших границах Г.Г. Шеминым в 2007 году [270]. Однако, вероятно, следует разделять литологически экранированные залежи по пяти зонам, вследствие различного генезиса контролирующих их ловушек. Возможно, только в преображенском продуктивном горизонте пустотность резервуаров в литологически экранированных ловушках в значительной степени обусловлена первичной пористостью [58]. В остальных случаях реализованы процессы вторичного выщелачивания, протекавшие по различным сценариям.

Толщина коллекторов преображенского горизонта колеблется от 8 до 39 м, чаще составляет 15-18 м. Пласт повсеместно представлен хемогенными и микрофитолитовыми доломитами с прослоями ангидритов, доломито-ангидритов, ангидрито-доломитов, мергелей, аргиллитов. Выявлена лито-биофациальная и фильтрационно-емкостная зональности горизонта на исследуемой территории. Породы преображенского горизонта разномасштабно преобразованы постседиментационными процессами (перекристаллизация, выщелачивание,

сульфатизация, засолонение, трещинообразование). Специфичность условий седиментогенеза и постседиментационных изменений пород преображенского горизонта способствовали формированию в них коллекторов порового, порово-трещинного, реже трещинно-каверново-порового и каверново-порового типов.

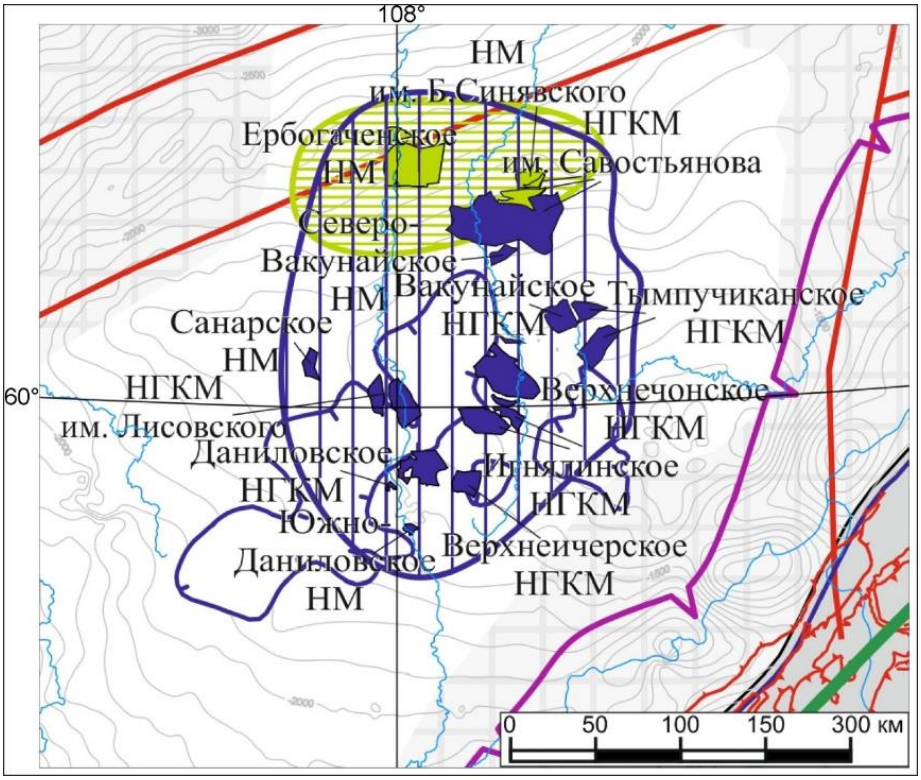


Рисунок 4.75 - Ербогаченская и Преображенская зоны нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на Рисунке 4.66.

Первые два типа коллекторов имеют региональное, два последних - локальное и послойное распространение. Зона развития лучших коллекторов (V-VI, с редкими прослоями IV классов [258], с открытой пористостью 5 - 8, локально до 10%) приурочена к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Наличие коллекторов и перспективность зоны подтверждается полученными притоками нефти и газа. К этой территории приурочена **Преображенская зона нефтегазонакопления** (Рисунок 4.75**).** Вторая и третья зоны, расположены по периферии Непско-Ботуобинской антеклизы и на удалении от неё. Эти зоны объединяют коллекторы VI класса и практически непроницаемые породы, с редкими прослоями V класса. Открытая пористость варьирует в среднем от 2.5 до 5%. Поскольку Преображенская ЗНГН расположена в нефтяной зоне Предпатомской нефтегазовой системы и при этом характеризуется промежуточным резервуаром, через который осуществлялась миграция УВ из терригенных транзитных пластов в вертикальном направлении к коллекторам подсолевого карбонатного венда, она объединяет как газоконденсатные, так и нефтегазоконденсатные залежи.

Ербогаченскоя зона нефтегазонакопления на фоне ещё более дальней миграции в соответствии с принципом Максимова-Гассо контролирует преимущественно нефтяные залежи в карбонатах ербогаченского горизонта, сложенного кавернозными доломитами. Карбонатные коллектора ербогаченского горизонта несут следы значительно большего вторичного выщелачивания, чем преображенский горизонт. Возможно, это связано с воздействием трещиноватости сформированной в тектонической системе Ангаро-Алымджинской сдвиговой зоны.

Общая площадь Ербогаченской зоны нефтегазонакопления составляет примерно 16900 км^2, Преображенской - 54080 км^2. Извлекаемые запасы газа месторождений Ербогаченской ЗНГН на начало 2021 года по категориям А+В+С1 составляли 0,8 млрд. м^3, В2С2 – 6,8 млрд. м^3; запасы нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 2,5/10,9 млн.т. Извлекаемые запасы газа месторождений Преображенской ЗНГН по категориям А+В+С1 - 43,1 млрд. м^3, В2С2 – 149,9 млрд. м^3. Запасы нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 41,5/317,6 млн.т., В2С2 – 204,4/1328,7 млн.т. Геологические ресурсы преимущественно нефти Преображенской зоны, по-видимому, огромны и могут в разы превышать 1 млрд. тонн. Нужно отметить, что по отдельным месторождениям в этих цифрах показательным является отношение подтверждённых запасов С1 к недоказанным С2. По некоторым месторождениям оно весьма низкое. Это говорит о всё ещё слабой обоснованности геологических моделей месторождений, по которым производились подсчёты. В реальности геологические запасы, как уже отмечалось, могут быть очень высоки, но большая часть нефти Преображенской зоны является трудноизвлекаемой. Важнейшей проблемой остаётся технология получения промышленных притоков из слабопроницаемых карбонатных коллекторов пласта Б$_{12}$.

Чонско-Ерёминская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Верхневенд-нижнекембрийский карбонатный НГК.

К образованию ловушек Чонско-Ерёминской ЗНГН (№ 6 на рисунках 4.65, 4.66.) привели в основном процессы вторичного выщелачивания слабоминерализованными растворами карбонатной матрицы продуктивных горизонтов [58, 270]. Механизм формирования внутрикарбонатных резервуаров описан выше (см. Рисунок 4.58). Литологически экранированные ловушки Чонско-Ерёминской ЗНГН контролируют залежи в усть-кутских (юряхских) карбонатных продуктивных пластах. Сама ЗНГН возникла как область распространения вторичных резервуаров над крупным отсутствием отложений оскобинской свиты тирского стратиграфического горизонта (Рисунок 4.76), достаточно надёжно изолирующей карбонатные толщи даниловского горизонта от подтоков флюидов на большой части остальной территории исследований. В последние десятилетие недропользователями отработана методика прогноза залежей над выступами фундамента, создающими в перекрывающей толще жёстких карбонатов проницаемые трещиноватые зоны. Флюидоупором,

изолирующим продуктивные горизонты зоны от коллекторов вышележащего осинского горизонта является пачка подосинских солей. На северо-востоке, где проходит зона уменьшенных толщин, а затем линия выклинивания солей, залежи в усть-кутском горизонте уменьшаются в масштабах и появляются крупные промышленные скопления в осинском горизонте. На юго-востоке, по-видимому, имеет место иной механизм формирования резервуаров в верхнеданиловском интервале чехла. Здесь проницаемые зоны формируются в результате перехода основного надвига из более глубоких горизонтов венда, что обусловлено, в том числе, и выклиниванием тирских солей. Эти ловушки относятся уже к Пилюдинской ЗНГН (см. ниже).



Рисунок 4.76 - Чонско-Ерёминская зона нефтегазонакопления

Изолинии – подошва тирского горизонта.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Площадь Чонско-Ереминской зоны нефтегазонакопления составляет примерно 76700 км^2. Суммарные запасы нефти по 19 месторождениям составляют (извл./геол.) АВ1С1 – 86,3/245,9 млн.т., В2С2 – 547,5/2748,0 млн.т. Запасы газа АВ1С1 –51,0 млрд. м^3, В2С2 – 151,8 млрд. м^3.

Осинская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Верхневенд-нижнекембрийский карбонатный НГК.

Осинская ЗНГН (№ 7 на рисунках 4.65, 4.66) генетически связана с Чонско-Ерёминской зоной. Вероятно, вторичные коллектора литологически экранированных ловушек Верхнечонского, Вакунайского и группы Талаканских месторождений были созданы теми же проникавшими через тирское окно агрессивными водами, что и резервуары ловушек предыдущей зоны. Причиной пространственного разобщения карбонатных коллекторов ербогачёнского, преображенского и усть-кутских, с одной стороны, и осинского горизонта, с другой, является положение линии выклинивания соленосной пачки нижней усольской подсвиты – экрана подосинских солей.

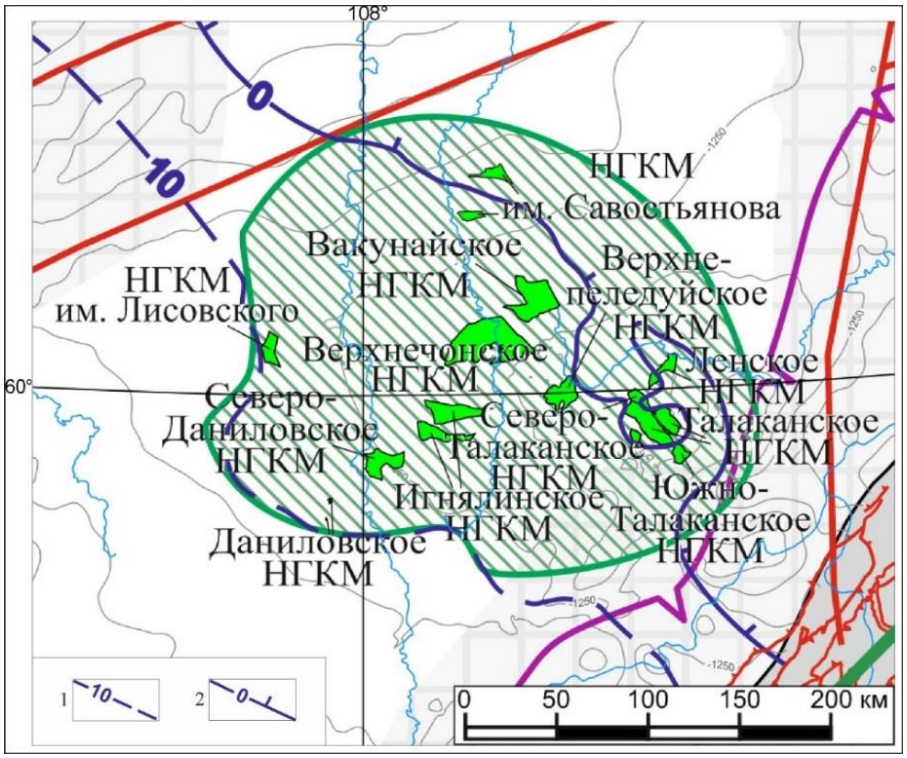


Рисунок 4.77 - Осинская зона нефтегазонакопления

1-граница мозаичного распространения подосинских солей с толщинами менее 10 метров; 2-граница полного исчезновения подосинских солей (по данным СНИИГГиМС, 2013). Изолинии – кровля вендских отложений, шаг – 250м.

Остальные обозначения см. на Рисунке 4.66.

Там, где толщина экрана солей становится минимальной, и в нём появляются «окна», возникают возможности перетока сначала подземных вод, а затем и углеводородных флюидов в вышележащие отложения осинского пласта. Таким образом, главным фактором контроля осинской ЗНГН является линия выклинивания подосинских солей северо-западного азимута (Рисунок 4.77). Зона нефтегазонакопления объединяет нефтегазовые и нефтегазоконденсатные

залежи месторождений Верхнечонского, Северо-Талаканского, Талаканского, Игнялинского, Тымпучиканского, Северо-Даниловского, им. Лисовского, им. Савостьянова. На Вакунайском и Ленском месторождениях на балансе числятся газовые залежи. На Даниловском месторождении скважинами 72БС и 83 вскрыты нефтяная и газовая залежи соответственно. Южные ловушка и нефтяная залежь Южно-Талаканского месторождения в осинском пласте рассматриваются, как возможно структурные и относятся к сквозным структурам Пилюдинской ЗНГН. Этот вопрос пока не решён из-за недостатка материалов. Площадь Осинской зоны нефтегазонакопления составляет примерно 68 800 км^2. Суммарные извлекаемые запасы нефти на начало 2021 года по Осинской зоне составляли по промышленным категориям 141,3 млн.т, геологические - 629,5 млн.т, B2C2 – 35,5/165,4 млн.т, соответственно. Запасы газа AB1C1 -168,4 млрд. м^3, B2C2 –112,8 млрд. м^3.

Ичединская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система. Верхневенд-нижнекембрийский карбонатный НГК.

Ичединская ЗНГН (№ 17 на рисунках 4.65, 4.66) зона нефтегазонакопления объединяет преимущественно нефтяные залежи Северо-Марковского, Ичединского, Большетирского, Верхнетирского, Верхненепского и Криволукского месторождений (Рисунок 4.78). В пределах Марковского месторождения из осинского горизонта получены нефтяные и газовые притоки. В 2013 году на баланс были поставлены Большетирское и Ичёдинское месторождения. В 2018 году – Вехнетирское, в 2020 году – Верхненепское нефтяные месторождения. По имеющимся в наличии материалам во всех случаях ловушки имеют литологический экранированный характер. Главной геологической закономерностью, послужившей основой для выделения Ичединской зоны, является распространение гигантского тела Усольского силла. Как видно из представленного рисунка, контуры резервуаров и, вслед за ними, залежей расположены по периферии интрузивного тела, либо, как в случаях Ичединского, Большетирского, Верхнетирского и Верхненепского месторождений при переходе траппа в вышележащие отложения. Вероятно, внедрение Усольского силла происходило уже после реализации основных миграционно-аккумуляционных нефтегазовых процессов. Поэтому воздействие интрузии проявилось, в первую очередь, в разрушении залежей, во вторую – в создании новых резервуаров по периферии тела, и только в третью – в перераспределении сохранившихся объёмов УВ, отжатии их к созданным резервуарам.

Площадь Ичединской зоны нефтегазонакопления составляет примерно 12120 км^2. Суммарные извлекаемые запасы нефти на начало 2021 года по Ичединской зоне составляли по промышленным категориям 26,63 млн. т, геологические - 101,6 млн. т и по категории., B2C2 – 12,62/37,7 млн.т. соответственно.

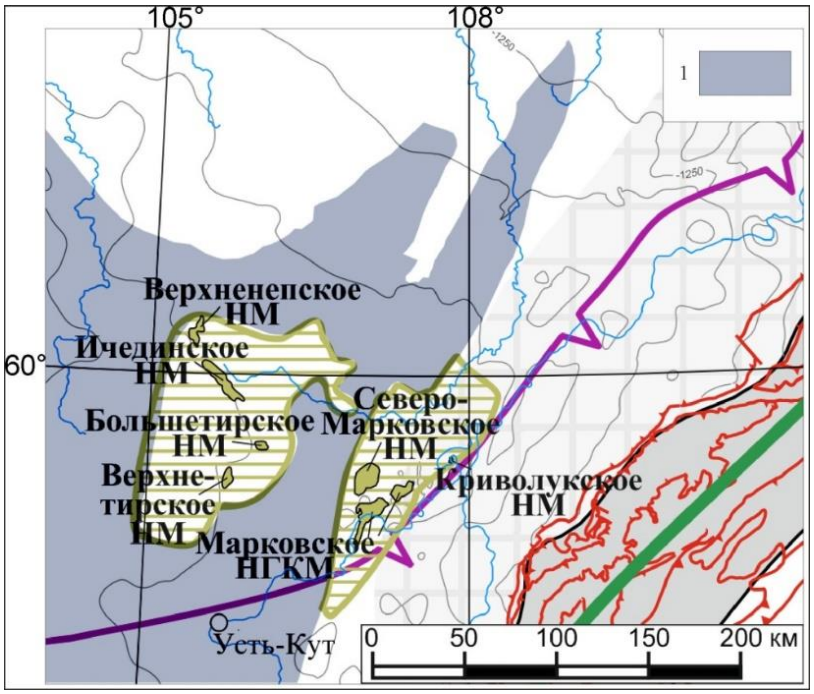


Рисунок 4.78 - Ичединская зона нефтегазонакопления

1-распростанение усольского силла в непосредственном прилегании к осинскому горизонту [131, 17ф]. Изолинии – кровля вендских отложений, шаг – 250м.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Ботуобинская сквозная ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система.

Ботуобинская сквозная ЗНГН (№ 14 на рисунках 4.65, 4.66) была выделена в пределах площадного распространения ботуобинского горизонта В5. Она находится в юго-западной части Республики Саха (Якутия) на территории Мирнинского, Сунтарского и Нюрбинского районов и вытянута в северо-восточном направлении. Южная и центральная части зоны относятся к Непско-Ботуобинкой НГО, северная – к Западно-Вилюйской. В тектоническом плане большая часть Ботуобинской зоны (южная и центральная части) приурочена к Непско-Ботуобинской антеклизе, северная часть – к Ыгыатинской впадине и Сюгджерской седловине. В Ботуобинскую ЗНГН входят двенадцать месторождений: Маччобинское, Ирелляхское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Нелбинское, Станахское НГКМ, Мирнинское НГ, Сюльдюкарское, Курунгское НГМ, Бесюряхское, Северо-Нелбинское ГКМ, Хоттого-Мурбайское газовое месторождение (Рисунок 4.79). Все они расположены в пределах Мирнинского выступа. Площадь зоны составляет около 37650 км2. Кристаллический фундамент Ботуобинской ЗНГН залегает на абсолютных отметках от -1650 до -4500 м и погружается в северо-восточном направлении от Мирнинского выступа в направлении Ыгыатинской впадины и Сюгджерской седловины.

Платформенный чехол Ботуобинской ЗНГН разделен на несколько структурных ярусов. Нижний ярус – рифейский. При этом рифейские отложения на большей части территории практически отсутствуют, они появляются только в северной части зоны. Вышележащий венд-силурийский (каледонский) структурный ярус сплошь покрывает Ботуобинскую зону и представлен терригенно-карбонатными и галогенно-карбонатными отложениями. Помимо мелких разрывных нарушений Ботуобинская ЗНГН осложнена несколькими крупными разломами преимущественно сдвиговой динамики (Вилюйско-Мархинским северо-северо-восточного простирания, Ангаро-Алымджинским и Хотого-Джербинским восток-северо-восточного простирания), к которым тяготеют все месторождения зоны.

Месторождения Ботуобинской ЗНГН приурочены к локальным положительным структурам, которые разбиты многочисленными разрывными нарушениями и имеют блоковое строение. Продуктивными являются два нефтегазоносных комплекса: верхневендско-нижнекембрийский и вендский. Отдельные залежи открыты в последние годы в межсолевых карбонатах нижнего кембрия. Верхневендско-нижнекембрийский карбонатный НГК продуктивен только на Среднеботуобинском месторождении, где в карбонатных отложениях осинского горизонта была открыта газовая залежь. Коллекторами являются порово-каверновые разности известняков и доломитов. По недавно открытому Курунгскому месторождению пока недостаточно информации, чтобы делать выводы о его природе.

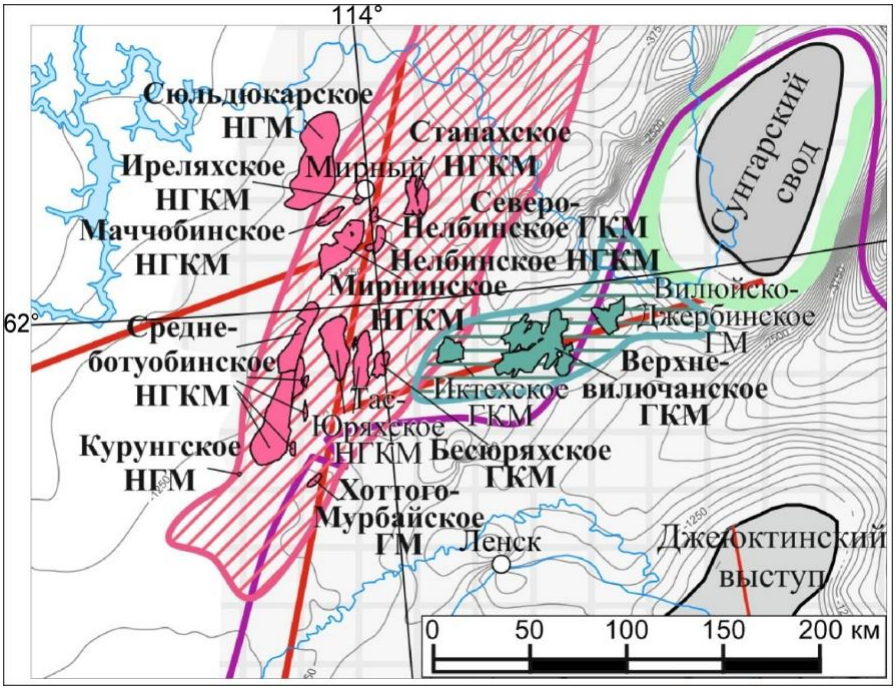


Рисунок 4.79 - Ботуобинская и Вилючанская сквозные зоны нефтегазонакопления

Изолинии – кровля вендских отложений, шаг – 250м.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Вендский терригенный НГК характеризуется газовыми, нефтяными, нефтегазовыми и газонефтяными залежами в терригенных отложениях. Основным продуктивным горизонтом является ботуобинский горизонт, терригенные отложения которого продуктивны во всех месторождениях зоны и с которым связываются основные перспективы Ботуобинской ЗНГН. Также продуктивными являются терригенные отложения улаханского и талахского горизонтов, в основном, песчаники. Локальные покрышки – плотные алевролиты, аргиллиты. Шире развиты флюидоупоры - карбонатные и карбонатно-глинистые толщи иктехской серии и нижнекембрийские соли. Залежи Ботуобинской зоны, в основном, пластовые, сводовые, тектонически экранированные, разбиты на блоки.

В пределах Ботуобинской зоны извлекаемые запасы нефти категории АВ1С1 составляют 137,8 млн. т, геологические - 607,1 млн. т, В2С2 – 100,4 и 620,1 млн.т, соответственно. На территории Ботуобинской ЗНГН, кроме того, значительный интерес представляют подготовленные структуры. Здесь, как и на территориях Вилючанской, Ванаварской и Пилюдинской зон нефтегазонакопления развиты структурные ловушки, которые с достаточно высоким для Восточной Сибири коэффициентом могут подтверждаться бурением. Запасы газа АВ1С1 – 334,7 млрд. $м^3$, В2С2 – 93,9 млрд. $м^3$.

Вилючанская сквозная ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система.

Вилючанская сквозная ЗНГН (№ 3 на рисунках 4.65, 4.66) расположена в юго-западной части Республики Саха (Якутия) на территории Сунтарского и Ленского районов, в восточной части Непско-Ботуобинской НГО. В тектоническом плане зона приурочена к Вилючанской седловине и включает в себя Верхневилючанское нефтегазоконденсатное месторождение, Вилюйско-Джербинское газовое месторождение и Иктехское нефтегазоконденсатное месторождение. Площадь зоны составляет около 6000 $км^2$.

Кристаллический фундамент в пределах Вилючанской ЗНГН по данным глубокого бурения залегает на абсолютных отметках от -2131 до -2505 м, погружаясь от осевой ее части в северном и юго-восточном направлениях. Сочетание разломов различных направлений (преимущественно северо-восточного и субширотного) определило блоковый характер строения, как фундамента, так и осадочного чехла зоны.

УВ-скопления, так же, как и на территории Ботуобинской сквозной ЗНГН, приурочены к сводам локальных поднятий, имеющих блоковое строение. Продуктивными являются два нефтегазоносных комплекса: верхневендско-нижнекебрийский и вендский.

Вендский терригенный НГК Вилючанской ЗНГН характеризуется газовыми и газоконденсатными залежами, которые приурочены к нижней части вендских отложений,

представленной преимущественно терригенными образованиями. Продуктивными в вендском НГК являются вилючанский (хоронохская свита) и харыстанский (харыстанская свита) терригенные горизонты. Региональные флюидоупоры - плотные карбонатные и карбонатно-глинистые толщи иктехской серии, нижележащие толщи аргиллитов и плотных алевролитов рассматриваются в качестве зональных покрышек при формировании залежей УВ.

Для верхневендско-нижнекембрийского карбонатного НГК Вилючанской ЗНГН характерны нефтегазовые залежи в карбонатных отложениях юряхской свиты. Продуктивные горизонты сложены преимущественно доломитами и в меньшей степени известняками. Для данной зоны характерно уникальное площадное распространение относительно высоких первичных ФЕС юряхской свиты. Зональные покрышки представлены плотными карбонатными и глинисто-карбонатными породами. Региональный флюидоупор – мощная соленосная юрегинская свита (аналог усольской свиты). Залежи Вилючанской ЗНГН, в основном, пластовые, антиклинальные, тектонически и литологически экранированные.

Характерно увеличение мощности вендской терригенной толщи и появление рифейских образований, с которыми, возможно, связана промышленная нефтегазоносность.

В пределах Вилючанской зоны запасы газа АВ1С1 составляют 177,9 млрд. м^3, В2С2 – 91,7 млрд. м^3. Запасы нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 6,5/29,0 млн.т., В2С2 – 37,0/278,4 млн.т.

Пилюдинская навешенная ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система.

Пилюдинская ЗНГН (№ 12 на рисунках 4.65, 4.66) впервые как направление работ обоснована А.В Мигурским [134, 135]. Наиболее ярким представителем Пилюдинской ЗНГН является Пилюдинское нефтяное месторождение, на котором структурная ловушка навешенного карбонатного дуплекса самым очевидным образом увязывается с переходом тектонического срыва из тирского уровня в тэтэрско-нижнекембрийский. При этом структурные неантиклинальные ловушки, структуры срыва (дуплексы и т.п.), приуроченные к зоне выклинивания торсальских (вендских, тирских) солей, не являются единственным подтипом ловушек в Пилюдинской зоне. Вероятно, имеют место и другие факторы, способствующие «перескокам» детачмента и образованию антиформ. По этой причине контуры зоны значительно расширены относительно линии выклинивания торсальских солей (Рисунок 4.80). При дальнейшем изучении этой ЗНГН будет иметь смысл выделять отдельные, более детальные зоны нефтегазонакопления. В настоящее время в аллохтоне Пилюдинской ЗНГН открыто Пилюдинское месторождение нефти. В его пределах установлено присутствие рампа с переходом детачмента из тирского уровня венда в усольскую свиту нижнего кембрия [135].

Рамп сформировался вплотную у границы выклинивания тирских солей. В первые десятилетия разведки на Пилюдинском месторождении из пяти пробуренных скважин лишь

одна оказалась в контуре залежи. Обусловлено это, с одной стороны, может быть тем, что в основе размещения скважин лежал структурный план кровли усольской свиты. Складка же продуктивного осинского пласта существенно более контрастная и узкая. В результате, более перспективная сводовая часть структуры, расположенная северо-восточнее скважины 1, осталась не опоискованной. С другой стороны, существует вероятность сложного распределения пустотности, обусловленной тектонической трещиноватостью. Из этого может вытекать необходимость детального прогнозирования сетки разломов и полей напряжений, сформировавших систему разрывов и трещин.

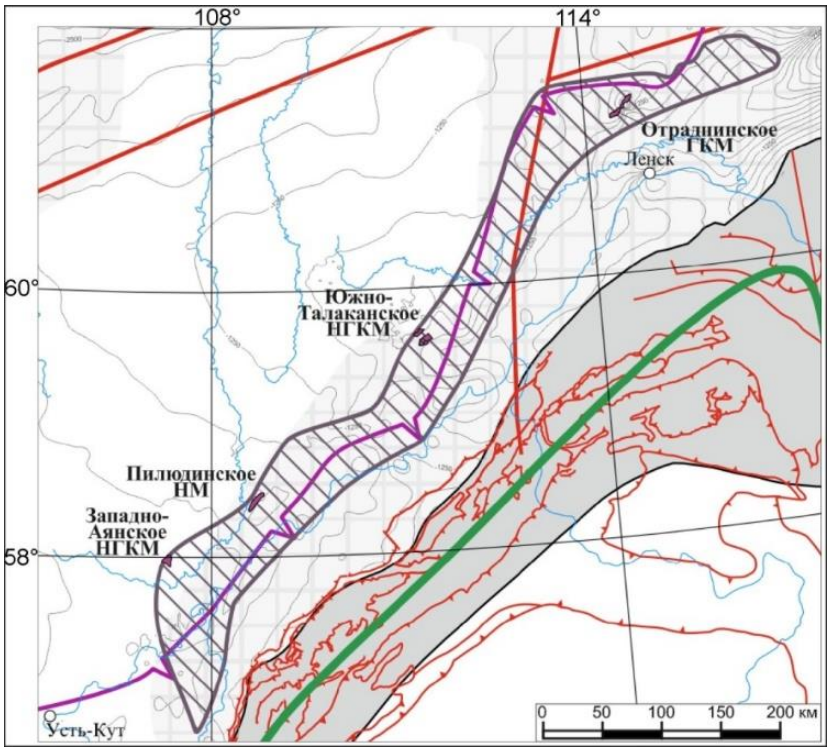


Рисунок 4.80 - Пилюдинская навешенная зона нефтегазонакопления

Изолинии – кровля вендских отложений, шаг – 250м.

Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

В настоящее время, есть сведения, что недропользователь скорректировал подсчетные плана и успешность бурения выросла. Получены значительные притоки нефти и газа из усть-кутского II горизонта ($Б_5$) объемом Qн=180 $м^3$/сут. и Qг=28,5 тыс. $м^3$/сут. аналогично построенной Малорассохинской структуры.

Интересным фактом является то, что в Пилюдинской ЗНГН возможно обнаружение скоплений УВ в межсолевых продуктивных горизонтах, в частности, в бельской свите. Эта модель межсолевых ловушек УВ на Пилюдинской площади, связаннная с вероятностью их обнаружения в бельской свите, возможно, способна объяснить наличие притоков из межсолевых

горизонтов на Берямбинской, Таначинской и Моктаконской, Станахской и др. площадях. Однако в случае Пилюдинской ЗНГН главный структурообразующий разлом не имеет вертикального характера, как в случае сдвигов. Он представляет собой ступенчато воздымающийся по направлению к центральным частям Сибирской платформы, «перескакивающий» из одного нижележащего ослабленного горизонта (соляного пласта) в другой вышележащий. Поэтому структурно-литологические ловушки, тесно связанные с разломами и трещиноватостью, являются навешенными и не имеют вертикального продолжения в нижележащие пласты. При этом миграции УВ может способствовать практически полное отжатие под- и надосинских и вышележащих солей в сводовой части дуплексных навешенных структур. В частности, мощность надосинских пород усольской свиты в скважине Пилюдинская-1 составляет всего третью часть, а в скв. 277 и 2 - менее половины ненарушенного разреза (скв. 4, 5). Отсюда, вполне вероятен переток УВ из осинского пласта в пределы бельской свиты. С учетом большего объема валообразной ловушки за счет повышенной мощности нижнебельской подсвиты по сравнению с таковой осинского пласта в ней можно ожидать открытия достаточно крупного скопления УВ.

Есть основания полагать, что к этому типу структурных или, правильнее, структурно-литологических ловушек, относятся и ловушки, контролирующие нефтяные залежи в осинском и усть-кутском пластах южных блоков Южно-Талаканского месторождения. В пользу этого предположения говорят расположенность южно-талаканских структур на удалении от Усольского силла и приуроченность залежей, в том числе, и к усть-кутским пластам, чего нет в северной группе Талаканских месторождений. Первое условие, в свою очередь, не соблюдается для месторождений Ичединской ЗНГН.

Таким образом, стоящие сегодня на балансе запасы нефти не могут полностью раскрыть весь потенциал зоны. Перспективные ресурсы, подготовленные на сегодняшний день, превышают 21 миллион тонн нефти. Очень важно, что в случае Пилюдинской сквозной ЗНГН можно ожидать высокой эффективности сейсморазведочных работ. Запасы газа АВ1С1 – 9,4 млрд. м^3, В2С2 –2,3 млрд. м^3; Запасы нефти (извл./геол.) АВ1С1 – 6,1/30,8 млн.т., С2В2 – 13,4/34,0 млн.т.

Бысахтахская сквозная, Предпатомская и Верхнеангарская ЗНГН. Предпатомская нефтегазовая система.

Бысахтахская сквозная зона нефтегазонакопления (№ 20 на рисунках 4.67, 4.68) в настоящее время представлена Бысахтахским газоконденсатным месторождением и новым месторождением им. Кульбертинова, открытым в 2020-м компанией Роснефть и поставленным на государственный баланс в 2021-м году. Ловушки Бысахтахского месторождения по структуре и по региональному геодинамическому положению идентичны структурным ловушкам

месторождений Ангарской зоны складок. Линейная антиклинальная структура приурочена к сместителю взбросо-сдвига, в свою очередь являющегося боковым «лепестком», ответвлением одной из складок крупного присдвигового Джеюктинского выступа. Аналогичная ситуация имеет место на западе платформы, по периферии Иркинеевского выступа и на его продолжении. Таким образом, весьма вероятно ожидать газоносности и других антиклиналей на разных уровнях осадочного чехла системы присдвиговых структур по периферии Джеюктинского выступа, по примеру Нижнеангарской ЗНГН.

С автохтонным ярусом осадочного чехла Предпатомского прогиба и прилегающей части Непско-Ботуобинской антеклизы связаны ловушки в различных горизонтах непского и тирского стратиграфических горизонтов Предпатомской ЗНГН (№ 11 на рисунках 4.65, 4.66). С конца 80-х годов прошлого века известно Отраднинское газоконденсатное месторождение. Однако основная залежь этого месторождения открыта несколько позже скважиной № 314-2, которой из отложений телгеспитского горизонта венда получен приток газа с конденсатом. Дебит газа составил 324,6 тыс. $м^3$/сут. Поскольку оконтуренная сейсморазведкой валообразная структурная ловушка расположена выше горизонта торсальских солей в аллохтонной части, а главные притоки получены из автохтонной части, есть высокая вероятность несоответствия структурных планов и литологического экранирования основной нижней залежи. В пользу этого факта говорят и моноклинально изменяющиеся отметки подсолевых стратиграфических горизонтов известные по скважинам. Телгеспитский продуктивный горизонт представлен чередованием прослоев глинистых доломитов и доломитизированных известняков. Общая толщина горизонта составляет 5,8-11,8 м, эффективная толщина изменяется от 3,4 м до 6,8 м. Пористость коллекторов равна 9 %, газонасыщенность 70 %, пластовая температура +150С, пластовое давление 19 МПа.

Возможно, весьма высокими перспективами обладает нефтяная залежь в терригенных вендских пластах недавно открытого Бетинчинского месторождения, по которому пока не имеется достаточных данных.

Верхнеангарская ЗНГН (№ 15 на рисунках 4.65, 4.66) имеет несколько проблемный характер, поскольку объединяет достаточно хорошо изученное Атовское НГКМ, открытое в 1961 году и новые месторождения с мелкими межсолевыми залежами: газовой Знаменского и газоконденсатной Тутурского месторождений. Возможно, общим для этой зоны нефтегазонакопления является пока неустановленная связь с более крупными структурами Жигаловского вала и ему подобных объектов к юго-востоку от него (см. Главу 3). При этом сама геодинамическая природа Жигаловского вала проблематична. Возраст его, если судить по возрасту дислоцированных в его пределах толщ, вероятнее всего, юрский или постъюрский. Амплитуда смещений не дает прямых указаний на его надвиговую природу. Прослеженность в

юго-западном направлении также недостаточна. Еще в меньшей степени прослеживаются более южные валы, за исключением Божеханского. Атовское месторождение в свою очередь, также может иметь различную природу, располагаясь на пересечении осей прослеживаемости: с севера Ковинского вала, имеющего, вероятно, присдвиговую природу, и с востока Жигаловского вала. Данные бурения указывают на наличие амплитудного довендского выступа по фундаменту, с отсутствием отложений непского и тирского горизонтов, так называемого Атовско-Шамановского поднятия. По подошве катангской свиты оно вытянуто в субмеридианальном направлении и имеет сложные фестончатые контуры, размеры 5х25 км, амплитуду 70 м [18ф]. Аномальная крутизна его крыльев (до 100 м/км) позволяет предполагать большую роль разрывов в его строении. На приразломный характер этой структуры указывал и М.А.Дубровин [65]. С другой стороны, то, что поднятие, вероятно, существовало в раннем венде и то, что вверх по разрезу Атовско-Шамановский купол постепенно выполаживается до полного исчезновения в верхах соленосно-карбонатной толщи, говорит в пользу модели структуры облекания, сформированной в результате литостатического уплотнения.

Интересным моментом является анализ типа флюидов и приуроченности залежей к различным интервалам разреза в месторождениях Верхнеангарской ЗНГН. Интересно, что ловушки Тутурского и Заславского месторождения демонстрируют газовое заполнение и тяготеют к верхним межсолевым горизонтам. При этом они не имеют продолжений или корней ниже по разрезу. Все это говорит, вероятно, о принадлежности этих залежей к Предпатомской нефтегазовой системе и генетической их связи с навешенными привзбросовыми ловушками, по аналогии с таковыми Пилюдинской ЗНГН.

В свою очередь, нефтяная составляющая и сквозной характер Атовского местрождения свидетельствует в пользу приуроченности его к нефтяной зоне Приенисейской, менее вероятно, Катангской НГС, центр миграции (возможно очаг генерации) которой, вероятно, располагался на севере Присаяно-Енисейской синеклизы.

Моктаконская сквозная ЗНГН с непромышленной нефтегазоносностью. Приенисейская и Тынепская нефтегазовые системы.

На северо-западе Лено-Тунгусской провинции по результатам масштабных геолого-разведочных работ, проведенных в советское время получена серия притоков нефти и газа, иногда весьма значительных, сконцентрированных в районе Усть-Дельтулинской, Моктаконской, Нижнетунгусской и Таначинской площадей. Здесь предлагается выделять Моктаконскую зону нефтегазонакопления с недоказанной промышленной нефтегазоноснсостью (№ 21 на рисунке 4.65). Ранее в Южно-Тунгусской НГО в более широких границах выделялась Южно-Тунгусская нефтегазоперспективная зона, которая занимает центральную часть области.

Перспективными на поиск залежей нефти предполагались верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский НГК, в меньшей степени - рифейский и вендский НГК [28ф]. Однако критерии обоснования подобной ЗНГН не соответсвуют принятым в настоящей работе. В Моктаконской зоне не отмечаются грандиозные срывы и надвиги, как в Предпатомском прогибе. Перспективы рифоподобных структур также весьма сомнительны по причинам показанным в разделе 4.4.4. С другой стороны для этой территории уверенно воостанавливаются процессы сдвиго-сжатия или транспрессии, сформировавшие Енисейский кряж и струкутры Турухано-Норильской гряды вдоль глобальной позднепалеозойской правосторонней Приенисейской региональной сдвиговой зоны [139]. Можно с высокой вероятностью предположить аналогию с главными разломами Нижнеангарской сквозной ЗНГН (Рисунок 4.81). На структурный характер ловушек этой зоны, вероятно, справедливо указывали авторы статьи [105]. Все притоки получены из кембрийских межсолевых горизонтов.

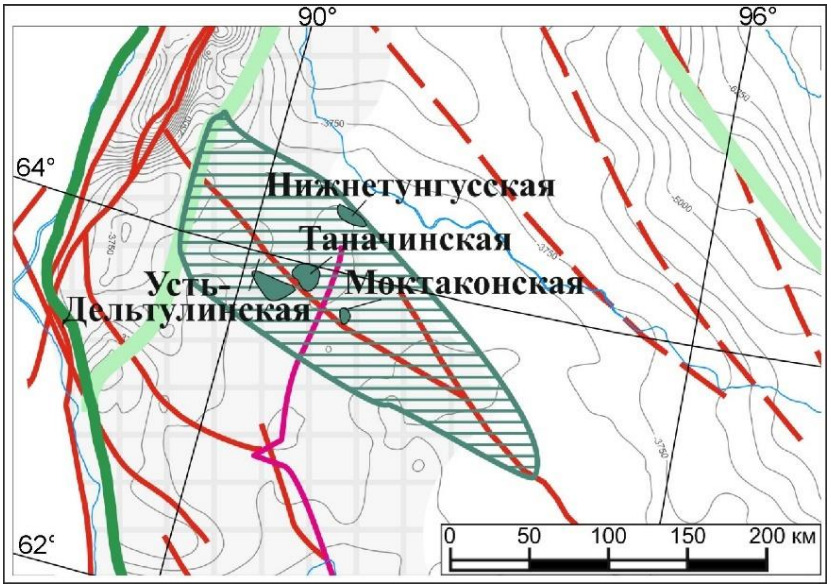


Рисунок 4.81 - Моктаконская сквозная зона нефтегазонакопления

Изолинии – кровля вендских отложений, шаг – 250м. Остальные обозначения см. на рисунке 4.66.

Моктаконский продуктивный горизонт относится к нижнему кембрию. Распространен на всей территории Южно-Тунгусской НГО. Является возрастным аналогом осинского резервуара в Байкитской и Катангской НГО. Коллектор - органогенные доломиты моктаконской свиты с примесью сульфатов, на отдельных участках достигающей 25 - 50 %. На Моктаконской площади горизонт вскрыт шестью скважинами, был испытан в колонне в скважине Мк-1. В результате опробования получен приток нефти 93 $м^3$/сут. В скважинах Мк-2, 3, 7 в процессе бурения получена пластовая вода от 2,06 до 268,80$м^3$/сут, в скважинах Мк-5, 6 приток не отмечен. На Усть-Дельтулинской площади из отложений моктаконского горизонта при опробовании пласта в процессе бурения был получен приток газа дебитом 500 тыс. $м^3$/сут.

Абакунский продуктивный горизонт отделен от моктаконского марским флюидоупором. Коллектор здесь представлен абакунской свитой – аналогом эльягинской свиты, нижнебельской подсвиты и нижнекостинской подсвиты в соседних областях. Распространен на всей территории ЗНГН и НГО. Свита представлена пористыми и кавернозными доломитами и известняками, иногда с незначительной (до 5 %) примесью сульфатов. Открытая пористость меняется от 0,7 до 25 %. Проницаемость достигает 370 мД. Из абакунского горизонта на Усть-Дельтулинской площади был получен промышленный приток газа в скважине УДл-214 (дебит газа — 161 тыс. $м^3$/сут). На Моктаконской площади притоки УВ-флюидов также получены в скважине Моктаконская-1 (газ – 1,62 млн $м^3$/сут, конденсат – 1200 $м^3$/сут). В скважине Мк-3 были получены вода, в скважине Мк-5 вода с газом.

Дельтулино-таначинский или таначинский продуктивный горизонт распространен в пределах Сурингдаконской литофациальной зоны в Южно-Тунгусской НГО, возможно на западе Северо-Тунгусской НГО. В Турухано-Норильском СНГР ему соответствует верхняя часть костинского горизонта. Проницаемая часть ПГ представлена дельтулинской и таначинской свитами и сложена органогенными (водорослевыми) доломитами, редко, – известняками с примесью сульфатов, которые на отдельных участках достигают значительного количества. Открытая пористость пород достигает 15 %, проницаемость - до 27 мД. Из этого продуктивного горизонта в результате испытаний были получены притоки газа в скважинах Таначнская-2 (60,0 тыс. $м^3$/сут), Таначинская-3 (до 85,5 тыс. $м^3$/сут) и Таначинская-5 (1449,0 $м^3$/сут). В скважине Моктаконская-1 при опробовании в процессе бурения получен приток газа дебитом 330 тыс. $м^3$/сут. Скважина Нижнетунгусская-3 при опробовании пласта в процессе бурения в 1981 г. дала приток газа дебитом 210 тыс. $м^3$/сут из таначинской свиты.

В настоящее время изученность Моктаконской сквозной ЗНГН остаётся очень низкой. Причинами такого положения вещей является сложный соленосный и насыщенный траппами разрез, затрудняющий получение качественных сейсмических материалов.

4.4.6. Зоны нефтегазонакопления Лено-Вилюйской провинции

В границах Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции в рамках нефтегазогеологического районирования [3ф] выделяется две нефтегазоносные области: Вилюйская и Предверхоянская. Первая из них в тектоническом плане приурочена к территории Вилюйской синеклизы или, более точно, гемисинеклизы [189]. Предверхоянская НГО соответствует территории Предверхоянского перикратонного (краевого, предгорного) прогиба. Тектонической границы между этими региональными синформными структурами объективно не существует. Однако имеются значительные различия в условиях формирования геологических структур и, как следствие, в типах ловушек. Известные относительно немногочисленные газовые

и газоконденсатные месторождения можно объединить в три зоны нефтегазонакопления. Две из них, Логлорская и Хапчагайская ЗНГН, расположенные в пределах Вилюйской НГО, приурочены к структурам Логлорского вала и Хапчагайского мегавала (по сути, структур одного порядка). Третья ЗНГН, Предверхоянская объединяет антиформные ловушки, локализованные перед фронтом Верхоянской складчатой области. С этой зоной связано одно промышленное Усть-Вилюйское и непромышленное Собо-Хаинское газовые месторождения. Вероятно, ловушка Нижне-Вилюйского месторождения также относится к этой же зоне, однако, по этому объекту отсутствуют детальные сведения.

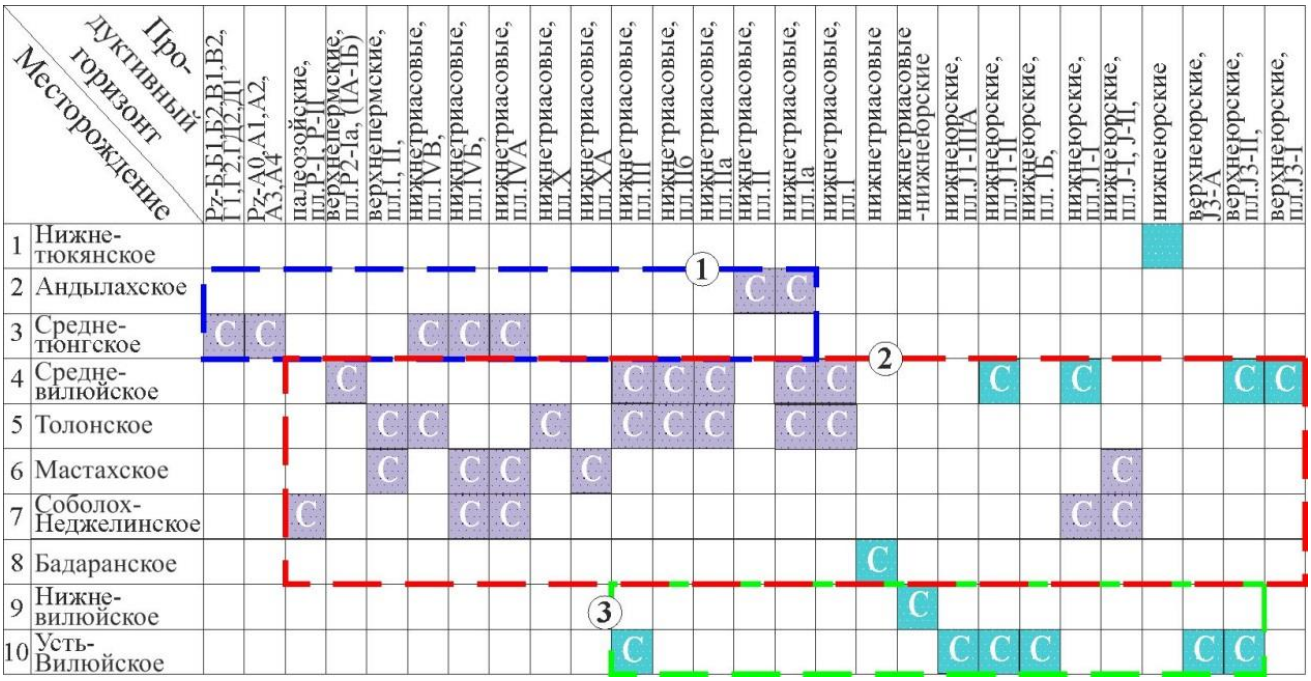


Рисунок 4.82 - Схема распределения разведанных залежей углеводородов по зонам нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью Лено-Вилюйской НГП

Зоны нефтегазонакопления (номера в кружках): 1-Логлорская сквозная; 2-Хапчагайская сквозная; 3-Предверхоянская навешенная.

Другие условные см. на Рисунке 4.65

Помимо зон с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах Лено-Вилюйской НГП выделяются три возможные зоны нефтегазонакопления (Рисунки 4.82, 4.85). Особенностью ЗНГН Лено-Вилюйской НГП, как было показано в разделах 4.3.2.4 и 4.4.4.2 является относительно молодой возраст осадочного бассейна и процессов нефтегазонакопления. Соответственно, высока вероятность сохранности залежей в самых разнообразных ловушках и резервуарах. Наличие проявлений битумов на соседних с запада и юга частях Сибирской платформы указывает на интенсивное нефтегазообразование, миграцию и разрушение месторождений нефти и, вероятно, газа, характерные для слабо изолированных и раскрытых нефтегазовых систем [293] в относительно недалеком геологическом прошлом (мел-кайнозой).

Зоны нефтегазонакопления изучаемой территории имеют общие черты и схожее геологическое строение, поэтому имеет смысл рассматривать их в составе групп. Приуроченность главных ЗНГН, Хапчагайской и Логлорской, исключительно к Вилюйской или Предверхоянской нефтегазовой системам вызывает сомнения, вследствие тесной, вероятно, неразрывной связи этих НГС.

Хапчагайская и Логлорская сквозные ЗНГН. Вилюйская и Предверхоянская нефтегазовые системы.

Хапчагайская и Логлорская ЗНГН (№1, 2 на рисунках 4.82, 4.83) являются сквозными зонами нефтегазонакопления с доказанной промышленной газоносностью. Типовые ловушки рассматриваемых зон имеют сквозной структурный антиклинальный характер. В пределах первой ЗНГН открыто пять газоконденсатных месторождений: Средневилюйское, Толонское, Мастахское, Соболох-Неджелинское и Бадаранское. В пределах Логлорской зоны на государственный баланс поставлены Среднетюнгское и Андылахское местрождения газа. Обе зоны приурочены к бортам Вилюйской гемисинеклизы и имеют прямолинейный характер. Хапчагайская ЗНГН протягивается на восток вдоль широтного течения реки Вилюй. На возможный присдвиговый генезис Хапчагайского вала указывает кулисное расположение основных антиклинальных ловушек Хапчагайского вала и прямолинейный характер связанной с ним положительной гравитационной аномалии. Подобные особенности геолого-геофизической картины могут быть объяснены сдвиговым характером всей Хапчагайской ЗНГН. Симметричная расположенность обеих зон вкрест падения и вдоль простирания основных структурных планов бортов Вилюйской гемисинеклизы, возможно, имеет другое объяснение на основе принципов гравитационной геодинамики, изложенных А.Н. Обуховым в своей диссертационной работе [160]. На вероятность такой модели могут указывать весьма возможное наличие девонских солей на бортах и в центральных частях Вилюйской синеклизы, а также структурные планы без контрастных присдвиговых дислокаций, построенные по данным сейсморазведки. С другой стороны, отсутствие отрицательных гравитационных аномалий и, наоборот, продолжения Логлорского вала в виде положительных аномалий до Соболох-Маянского вала, и Хапчагайского мегавала до Томпорукского вала, свидетельствуют в пользу модели сдвиго-под(на)двигания.

Таким образом, принимая во внимание возможный региональный прямолинейный характер транспрессионного образования антиклинальных ловушек Логлорского и Хапчагайского валов, необходимо выполнить прослеживание структурного плана основных НГК Лено-Вилюйской провинции с помощью плотной сети сейсморазведки. Следует также отметить, что существование залежей Хапчагайского мегавала, вероятно, обусловлено и наличием в приосевой части гемисинеклизы горизонтов с относительно высокими характеристиками ФЕС.

Возможно, наличие области распространения качественных резервуаров послужило основой образования всех известных сегодня месторождений Хапчагайской и Предверхоянской ЗНГН. Вдоль р. Вилюй при удачном стечении обстоятельств вероятны открытия залежей УВ контролируемых неантиклинальными ловушками.

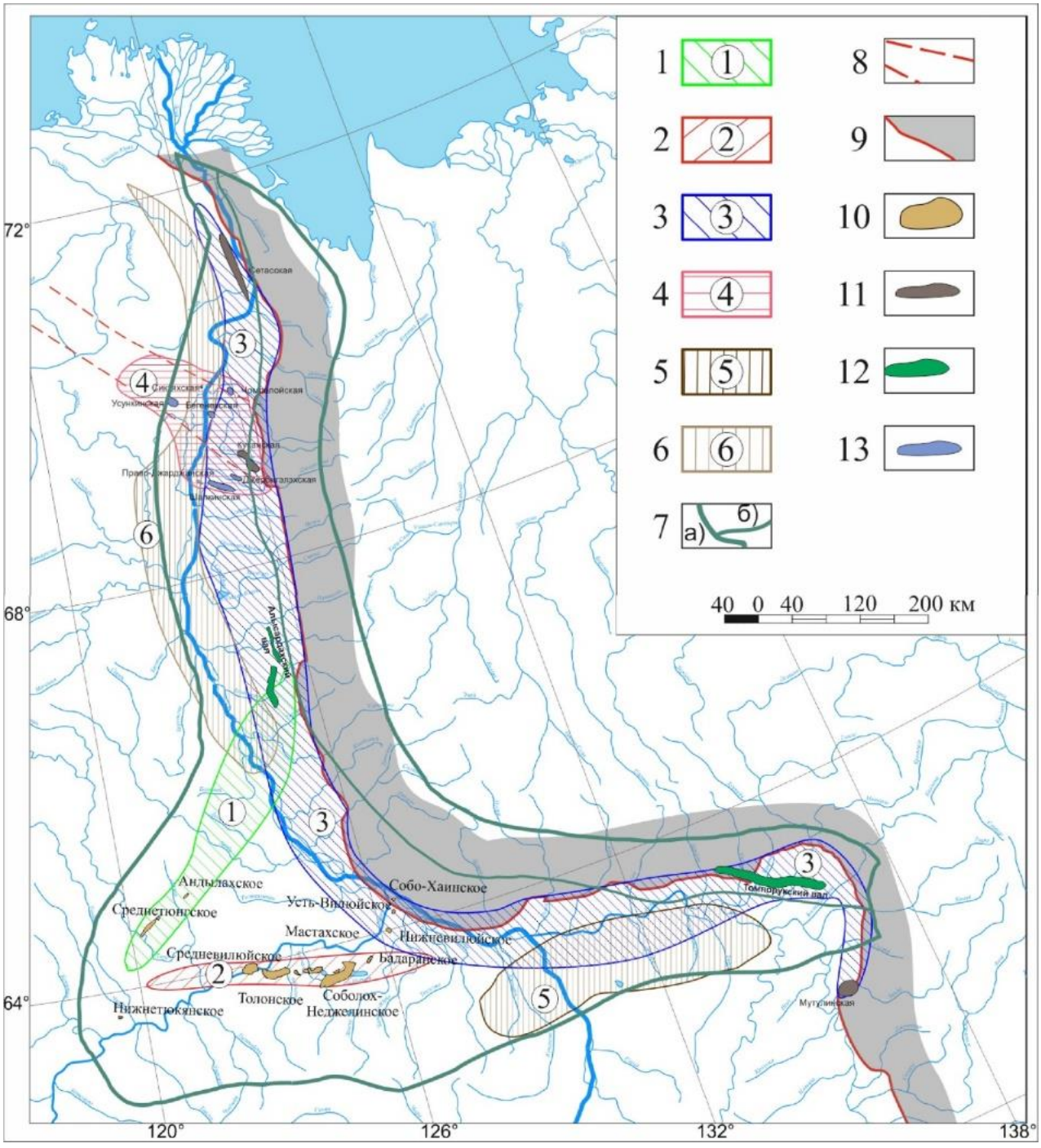


Рисунок 4.83 - Карта зон нефтегазонакоплеия Лено-Вилюйской НГП

Зоны нефтегазонакопления (1-3): 1-Логлорская; 2-Хапчагайская; 3-Предверхоянская; Возможные зоны нефтегазонакопления (4-6):4- Кютингдинская. 5-Приалданская; 6-Приленская; 7-границы: а) Лено-Вилюйской НГП, б) Вилюйской и Предверхоянской НГО; 8-условное тектоническое ограничение Кютингдинского грабена; 9- складчатое обрамление Сибирской

платформы; 10-месторождения УВ; 11-антиклинальные структуры выявленные по данным геологической съемки и сейсморазведки; 12- антиклинальные структуры выявленные по комплексу методов с использованием гравиразведки; 13- антиклинальные структуры выявленные по данным геологической съемки

Эта территория занимает особое положение, поскольку не объединяет системы ловушек, а обусловлена закономерным распределением качественных коллекторов. Тем не менее, она является перспективной на открытие залежей в ловушках других, пока не установленных типов, связанных с иными геологическими процессами.

Предверхоянская навешенная ЗНГН. Предверхоянская нефтегазовая система.

Предверхоянская навешенная зона нефтегазонакопления (№3 на рисунках 4.82, 4.83) объединяет линейные принадвиговые и приподдвиговые структурные ловушки, сформированные параллельно фасу вдвигания структур Верхоянской складчатой области в мезозойский чехол платформы. В предыдущих исследованиях [16ф] выделены крайние южная и северная антиклинальные структуры этой ЗНГН, Мутулинская и Сетасская соответственно. Сложным моментом, присущим этой зоне нефтегазонакопления, являются существенно ухудшенные ФЕС гранулярных коллекторов, особенно при приближении к фасу надвигов. Типовые ловушки — это принадвиговые и, особенно, поднадвиговые антиклинали, в меньшей степени замкнутые перегибы слоев в висячих крыльях валообразных взбросо-надвиговых структур (см. Рисунок 4.55). Примером подобных объектов является складка-взброс Соболох-Маянского вала, вскрытая в висячем крыле скважиной Алысардахская 2480. Другим примером является аналогичная по строению структура, Томпорукский вал. На всём протяжении она сопровождается линейно вытянутыми гравитационными положительными аномалиями, наиболее контрастными в восточной части. Из висячего крыла вала был поднят трещиноватый керн колонковых скважин, пропитанный нефтью [16ф, 20ф]. Положительным примером, позволяющим рассматривать Предверхоянскую зону в качестве ЗНГН, с доказанной нефтегазоносностью является наличие в её пределах Усть-Вилюйского и Собо-Хаинского газовых месторождений. Подобные объекты можно прогнозировать на пересечении этой ЗНГН с Кютингдинской ВЗНГН, где в складчатом обрамлении на погребенном продолжении Кютингдинского грабена имеется Уэль-Сиктяхская надвиговая зона.

Кютингдинская сквозная ВЗНГН. Предверхоянская нефтегазовая система.

Кютингдинская сквозная возможная зона нефтегазонакопления (№4 на рисунках 4.82, 4.83) является одним из самых перспективных участков для постановки региональных ГРР. Для

этой зоны получен новый сейсмический материал, существенно повышающий её перспективы. На листе R-(50)-52 государственной геологической карты миллионного масштаба Кютингдинский грабен был показан, как структура, имеющая мощность осадочного выполнения более 1500 метров и вмещающая богатые сапропелевым ОВ кембрийские толщи общей мощностью в несколько десятков метров [51]. По результатам наших работ мощность осадочного выполнения в левобережной части Кютингдинского грабена оценивается величиной около 5 км (см. раздел 3.2.2.4). Это существенно увеличивает перспективы нефтегазоносности севера Предверхоянского прогиба.

Имея трансформный по отношению к фронту складчатости характер, Кютингдинский грабен мог создавать условия для формирования присдвиговых антиклинальных ловушек при позднеюрских сдвиговых перемещениях блоков по ослабленным зонам, представленным среднепалеозойскими сбросами. Подобные ловушки являются наиболее перспективными для формирования резервуаров, поскольку, в отличие от взбросо-надвиговых структур, в оптимальном соотношении сочетают зоны сжатия и растяжения. В пределах грабена от размыва должны были сохраниться богатые ОВ кембрийские пласты фациально подобные куонамским сланцам. Для данного района характерно наличие горючих сланцев не только в нижнем-среднем кембрии, но и в верхнем. Само выполнение грабена может содержать ловушки различного типа. На территории Кютингдинской ВЗНГН в меловых отложениях и, вероятно, в наложенном пострифтовом верхоянском комплексе по данным в первую очередь геологической съемки выявлены крупные антиклинальные ловушки. При ширине более 50 км Кютингдинский грабен и перекрывающий его интервал разреза могут рассматриваться в качестве перспективной зоны нефтегазовой аккумуляции. Геологические прогнозные ресурсы УВ в пределах Кютингдинского грабена могут составлять 791 млн. т УУВ, из них нефти и конденсата - около 240 млн. т, извлекаемых жидких - около 80 млн. т [147].

Приалданская и Приленская ВЗНГН. Предверхоянская нефтегазовая система.

Приалданская и Приленская возможные зоны нефтегазонакопления (№5, 6 на рисунках 4.82, 4.83) расположены вдоль платформенного борта широтной и меридиональной ветвей Предверхоянского перикратонного прогиба соответственно. Перспективы нефтегазоносности этих зон обусловлены, с одной стороны, развитием базальных песчаников верхнего палеозоя, в которых могут присутствовать литологически экранированные ловушки.

Терригенный разрез верхнепалеозой-мезозойских отложений Приалданской и Приленской ВЗНГН является благоприятным для аккумуляции и формирования ловушек УВ. Основные породы-коллекторы - песчаники пермских отложений (в Джарджанской опорной скважине $К_п$ песчаников 7-18% и $К_{пр}$ до 28 мД); песчаники нижнетриасовых отложений в

Ленской ветви прогиба на приплатформенном крыле прогиба (Бахынайская скважина, интервал 2730-2825 м) $К_п$ - 9-17%, $К_{пр}$ - до 123 мД, а на прискладчатом крыле соответственно до 7-8% и до долей миллидарси; песчаники нижнеюрских отложений на приплатформенном крыле прогиба. (Джарджанская и Бахынайская опорные скважины) открытая пористость песчаников 14-21%, газопроницаемость - 17-295 мД, в прискладчатой зоне (Булкурская и Чекуровская антиклинали) Кп не превышает 8%, $К_{пр}$ – десятых долей миллидарси; песчаники средне- верхнеюрских отложений аналогичны нижележащим; ФЕС песчаников нижнемеловых отложений высоки на платформенном крыле прогиба: Кп - 25-36%, до 15% вблизи западной окраины Оленекско-Туорасисской седловины, $К_{пр}$ - более 1000 мД и низки на прискладчатом крыле: $К_п$ - 5 -6%, нигде не превышает 10%, а $К_{пр}$ - не выше нескольких единиц миллидарси [267].

Основные флюидоупоры Предверхоянского прогиба - алеврито-глинистые породы с прослоями туфов неджелинской, таганджинской и мономской свит раннетриасового возраста и их аналоги; аргиллиты сунтарской свиты нижней юры и глинистые одновозрастные аналоги; толща неравномерного переслаивания аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей марыкчанской свиты (верхняя юра).

На северном склоне Оленекского поднятия расположено уникальное по размерам Оленекское месторождение битумов, приуроченное к пермским отложениям. Прогнозные запасы битумов подсчитаны для площади 4800 км^2. Для пластов с содержанием битума выше 2 % запасы оцениваются в 1,3 млрд. т, для менее концентрированных битумов (0,1-2 %) – в 2,2 млрд т. Особенности геохимии позволили В.А. Каширцеву сделать выводы о миграции УВ из Верхоянского и Лено-Анабарского бассейнов в направлении Оленекского свода вверх по склону пассивной континентальной окраины в доколлизионное время [80].

Таким образом, учитывая распространение проявлений битумов на Сибирской платформе по периферии Предверхоянского прогиба можно с большой степенью уверенности ожидать открытий крупных залежей неокисленной и слабовыветрелой нефти в литологически и стратиграфически экранированных ловушках углеводородов в пределах Приалданской и Приленской ВЗНГН.

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГРР РЕГИОНАЛЬНОГО ЭТАПА НА НЕФТЬ И ГАЗ

5.1. Принципы ранжирования объектов геолого-разведочных работ различной степени исследованности

Для объединения ловушек (разведанных, подготовленных, выявленных, намеченных) в зоны нефтегазонакопления, для установления закономерностей распределения перспектив нефтегазоносности и, в конечном счёте, для разработки рекомендаций по проведению геолого-разведочных работ необходимо выбрать подходы к ранжированию перспективных зон различной степени геологической изученности. С этой целью имеет смысл использовать опыт, полученный на районах Сибирской платформы, изученных с помощью геолого-разведочных работ, существенно отличающийся от опыта работ на антиклинальных поисковых объектах Западной Сибири.

Ранжирование территории, разделение её на отдельные сегменты с определёнными плотностями ресурсов и перспективами обнаружения новых скоплений УВ применяется при количественной оценке нефтегазоносности. Несмотря на то, что количественная оценка и нефтегазогеологическое районирование должны были бы быть тесно увязаны со стадийностью геолого-разведочного процесса, в реальности, с применением традиционного районирования возникают определённые проблемы и трудности. Эти проблемы были показаны В.Д. Наливкиным [151] и рассмотрены в разделе 2.2.3. Основной вывод состоит в невозможности использовать иерархию принятого в настоящее время нефтегазогеологического районирования при планировании ГРР. Предлагаются иные объекты исследований для регионов с различной степенью изученности.

1. В первую очередь, это ***зоны нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью (ЗНГН)***. Для выделения таких зон необходимо иметь известные залежи УВ с доказанными запасами. Залежи близко расположенных однотипных ловушек, сформированных в результате единых геологических процессов, можно отнести к единой ЗНГН. Для наших исследований результаты такого анализа представлены в разделе 4.4. Некоторые ЗНГН могут распространяться на соседние нефтегазоносные области по причинам, указанным выше. В рамках исследований ЗНГН завершается исследование особенностей, основных контролирующих ловушки геологических процессов, проводятся границы зон распространения типовых ловушек, устанавливается характер изменений заполнений ловушек (коэффициент заполнения, тип флюида) по территории ЗНГН и т.д.

2. По похожим принципам предлагается выделить ***возможные зоны нефтегазонакопления (ВЗНГН).*** В пределах таких зон сгруппированы системы однотипных ловушек, образованные известным геологическим процессом, нефтегазоносность ни одной из которых пока не подтверждена результатами бурения и последующих испытаний. Возможные зоны нефтегазонакопления предполагается оценивать по тем же критериям, что и ЗНГН. Особенностью оценки является отсутствие в их пределах запасов углеводородного сырья. При исследованиях ВЗНГН устанавливаются основные контролирующие формирование ВЗНГН геологические процессы, тип или типы ловушек, определяется наличие углеводородного заполнения и т.д. Важной особенностью этого уровня районирования является критический подход к подготовленным на территории таких зон структур под глубокое бурение и, соответственно, ресурсов D0. Подготовленная структура, формирование которой не укладывается ни в какую закономерность, не связанная ни с какой системой ловушек, должна быть подвергнута дополнительной проверке. В случае подтверждения и обоснования теоретической возможности наличия геологической структуры, сформировавшей ловушку, необходимо установить геологический процесс, приведший к её возникновению, дать прогноз и направления действия этого процесса и выделить новую ВЗНГН.
3. Области, по ряду указанных выше критериев обладающие перспективами обнаружения залежей УВ, но степень изученности, которых не позволяет определить типовые ловушки, выделить те или иные закономерности, формирующие в их пределах ВЗНГН, предлагается выделить в качестве ***нефтегазоперспективных зон (НГПЗ).*** Фактически нефтегазоперспективные зоны отвечают районам развития нефтегазовых систем НГС или их главных частей, соответствующих областям аккумуляции и путям миграции. Соответственно в тектоническом плане с этим уровнем могут быть сопоставлены прискладчатые склоны антеклиз и структуры первого порядка, такие как своды, мегавалы, авлакогены и т.п. При исследованиях НГПЗ определяются основные параметры НГС: характер миграции (вертикальный или латеральный), пути миграции (транзитные слои, вертикальные разломы и другие проницаемые зоны), характер и степень изолированности (региональный и локальные флюидоупоры), особенности генерирующих толщ и т.п.
4. Четвёртой группой, предлагаемой для геолого-разведочных исследований являются наименее изученные земли нефтегазоносных бассейнов, ***нефтегазоперспективные области (НГПО)***, перспективность которых не является обоснованной, но степень их общегеологической изученности не позволяет отнести их к бесперспективным. Такие земли соответствуют достаточно масштабным участкам и интервалам осадочных бассейнов, где пока не выявлены НГМТ или возможные области аккумуляции, или они обнаружены, но известные данные не

позволяют пока утвердительно ответить на вопрос о перспективах НГС. Выделение этой группы связано с наличием как сложно построенных территорий, недоизученных в процессе общегеологических региональных работ, так и открытием погребенных интервалов осадочного чехла. Примерами таких НГПО могут быть периферийные, поднадвиговые области востока юго-востока Сибирской платформы, рифейские, преимущественно позднерифейские погребенные прогибы, северные районы Лено-Тунгусской НГП и др. Для таких зон первоочередными задачами являются получение данных о наличии флюидов в наиболее перспективных, *«знаковых»* структурных ловушках, о нефтегазоматеринских свойствах пород и сведений о характере вторичных битумоидов. На основе оценки масштабов наличия углеводородов в коллекторах, обогащенности органическим автохтонным углеродом потенциально материнских пород и степени их катагенеза необходимо сделать вывод об истории возможных процессов генерации УВ и дать качественный, полуколичественный, реже количественный прогноз перспектив нефтегазоноснсоти.

Таким образом, на основе выполненных в настоящей работе исследований и с использованием предлагаемой иерархии построена карта перспективных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ регионального этапа. В предлагаемом геолого-разведочном районировании, непосредственно связанном с процессом ГРР, исследованная с определённой детальностью территория делится на земли условно бесперспективные (относительно высокая степень опоискованности, отсутствие критически важных факторов нефтегазоносности и т.п.) и единицы районирования более высокого порядка. Условная бесперспективность земель может быть пересмотрена при получении новых значимых результатов в процессе региональных работ или на основе пересмотра теоретических воззрений.

Основой для картопостроения послужили результаты, полученные при рассмотрении залежей месторождений, подготовленных структур и перспективных объектов показанные в разделах 4.3 и 4.4. Кроме самих зон нефтегазонакопления, контуров отдельных месторождений на карту вынесены данные о распространении транзитных резервуаров НГС и очагов нефтегазообразования.

Большинство известных зон нефтегазонакопления успешно исследуются недропользователями и, практически, не требуют проведения государственных ГРР. Степень изученности выделяемых в работе ЗНГН и плотность лицензирования территории оставляют не так много возможностей для постановки государственных работ по их дальнейшему изучению. Эти ГРР по большей части являются прерогативой недропользователей.

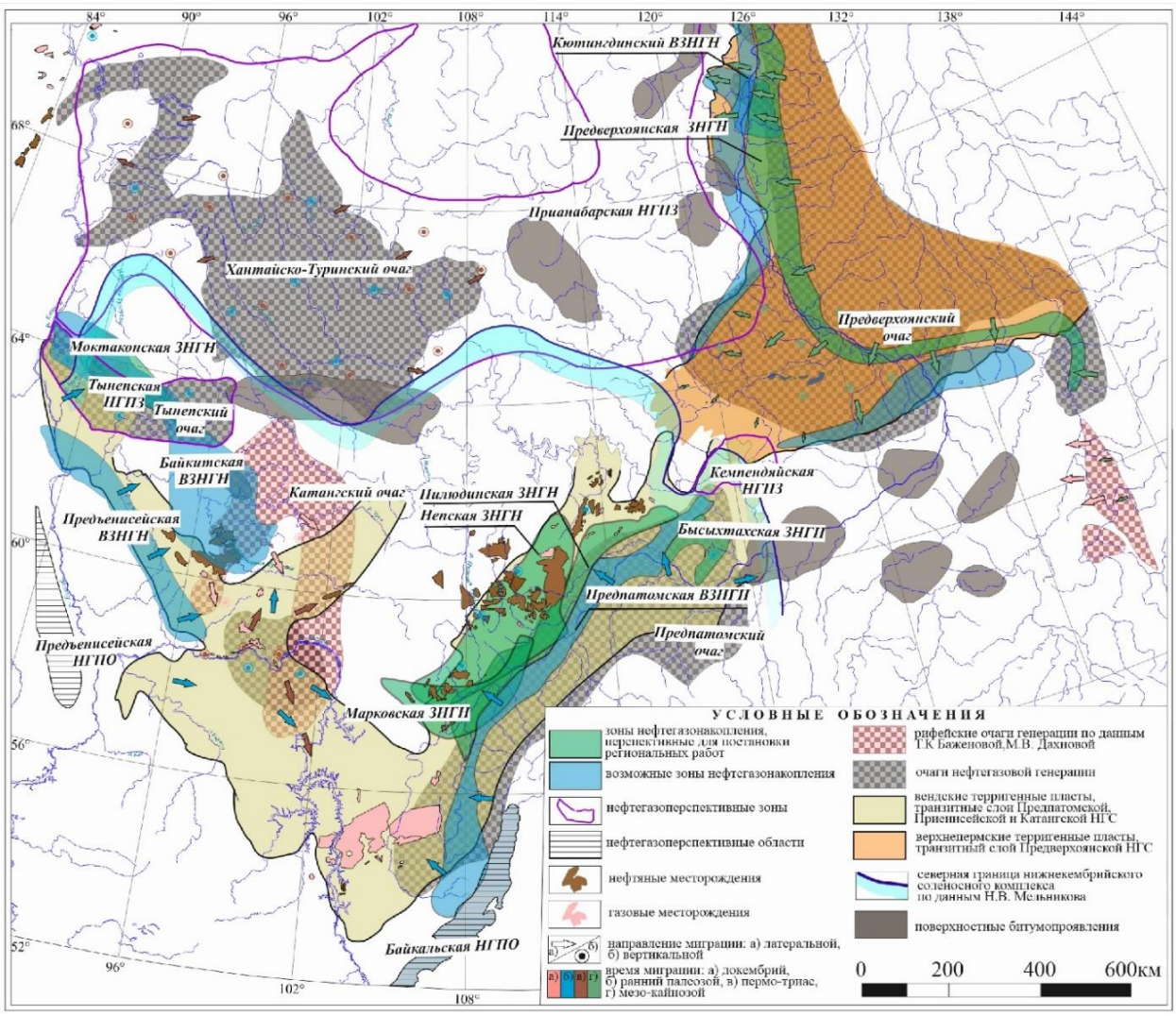


Рисунок 5.1 - Карта перспективных объектов нефтегазовых геолого-разведочных исследований регионального этапа Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской НГП

С 2009 по 2017 год сумма накопленной добычи и извлекаемых запасов категорий А+В+С1 Лено-Тунгусской провинции по данным последней государственной количественной оценки (2017 г.) выросла более чем на полтора миллиарда тонн в нефтяном эквиваленте. В то же время имеют место определенные проблемы. В первую очередь, нужно отметить низкие темпы исследований в перикратонных, тектонически сложных зонах. Во-вторых, отмечаются трудности, обусловленные проблемами извлечения нефти, сосредоточенной в низкокачественных карбонатных коллекторах преображенского горизонта. Третьим направлением, где государство существенно могло бы ускорить изучение известных зон нефтегазонакопления, является поиск литологически экранированных залежей в терригенном венде Предпатомской ЗНГН, в пределах Предпатомского прогиба и смежных зонах Непско-Ботуобинской антеклизы. На основе карты перспектив построена схема рекомендуемых объектов ГРР для регионального изучения Сибирской платформы на нефть и газ (см. Рисунок 5.17).

5.2. Недоизученные региональными ГРР зоны нефтегазонакопления

5.2.1. Зоны нефтегазонакопления в терригенном венде. Непская, Марковская, Предпатомская ЗНГН

Фактически, все перспективные участки выделенных ЗНГН переданы в недропользование и на них, за счет частного капитала проводятся поисковые работы. Однако имеются территории, где интенсификация исследований могла бы принести существенный прирост ресурсной базы углеводородов. Особо стоит выделить перспективные земли таких зон нефтегазонакопления как Непская и Марковская, на участках между южной ярактинско-дулисьминской группой месторождений и Непским сводом на севере (см. раздел 4.4.5.). В случае Непской ЗНГН главными перспективными резервуарами является группа базальных пластов терригенного венда $В_{10}$, $В_{12}$, $В_{13}$. Для Марковской ЗНГН и, возможно, далее на юг высокими перспективами обладает уровень терригенного продуктивного горизонта $В_5$.

В Восточной Сибири имеется два уникальных газоконденсатных месторождения Ковыктинское и Чаяндинское. Большая часть их запасов содержится в пластах: $П_1$ и $П_2$ – парфёновских на Ковыктинском ГКМ и их аналоге, $В_5$ - ботуобинском на Чаяндинском НГКМ. Ковыктинское месторождение лежит на линии оси простирания Чаяндинской залежи пласта $В_5$. В центральной части этой линии, шириной около 80 км горизонт $В_5$ не прослежен, возможно, местами по причине низкой плотности бурения. Эти горизонты терригенного венда продолжаются и в юго-восточном направлении, погружаясь в Предпатомский прогиб, где они могут содержать залежи в автохтонной части чехла. Здесь выделяется Предпатомская ЗНГН с притоками из талахского горизонта на Бетинчинском и телгеспитского горизонта на Отраднинском месторождении. Скважина Рассохинская-2, пробуренная в этой зоне в 1989 году получила аварийный выброс газа с нефтью из марковского пласта $В_{10}$, подстилающего верхневендские отложения. На продолжении Непской и Предпатомской ЗНГН до складчатого обрамления есть все основания ожидать крупные ловушки литологического экранирования в пластах $В_{10}$, $В_{12}$, $В_{13}$ и $В_5$, аналогичные таковой Чаяндинского месторождения. В этой промежуточной зоне следует выделять Байкало-Патомскую ВЗНГН, описанную ниже в разделе 0.

5.2.2. Пилюдинская навешенная зона нефтегазонакопления.

Вероятно, на сегодняшнем этапе изученности имеет смысл рассматривать навешенные структурные ловушки зоны сочленения Предпатомского прогиба, объединяя валы Пилюдинско-Рассохинского и Отраднинского типа в единую систему взбросово-надвиговых линейных структур, вытянутых вдоль фаса Байкало-Патомской складчатой области.

Выделение этой зоны способно принципиально изменить положение с геолого-разведочными работами и в Предпатомской НГО. Нужно отметить, что до настоящего момента не существовало обоснованной геологической модели строения Предпатомского перикратонного прогиба с учетом расположения его значительной части в пределах Байкало-Патомской складчатой области. На настоящем этапе с получением все большего геолого-геофизического материала стал очевиден складчато-надвиговый характер сочленения платформы и её складчатого обрамления. Только сейчас, после проведения работ по региональному профилю «Витим» и построения региональной геологической модели Предпатомского прогиба, становится понятным характер картируемых разноранговых дуплексных структур, парагенетически увязанных в системы разноуровневых сгруживаний, и объективная невозможность получать детальную сейсмическую картину от хаотично построенных, интенсивно преобразованных дуплексных форм. По этим причинам и сейсмические исследования структурных планов чехла на Чайкинской площади (где за счет государственных работ был получен промышленный приток газа), выполненные в процессе государственных исследований, так же оказались весьма далеки от желаемого результаты.

До настоящего времени наблюдалась ситуация, когда для одной из самых инфраструктурно удобно расположенных НГО практически отсутствовала идеология регионального изучения. Исключением являлась приплатформенная часть Предпатомского прогиба, где по закономерностям, частично установленным учёными СНИИГГиМС и Якутскгеофизики, частично на основании собственных наработок, на распределенном фонде недр успешно проводит работы ОАО «Сургутнефтегаз».

Важным результатом третьей стадии нефтегазопоисковых ГРР в Восточной Сибири (см. Главу 1) стал негативный опыт разбуривания закартированных по данным геологической съёмки линейных валообразных взбросо-надвиговых структур по типу Марковского вала. Подобные структуры являются навешенными и не создают структурных ловушек в нижележащих вендских нефтегазоносных резервуарах (Марковское месторождение). Сложилось так, что после получения отрицательных результатов на части валов, подобные структуры без дальнейшей их детализации были записаны в бесперспективные и исключены из программ работ. Однако исследования на основании обобщений, в первую очередь, данных бурения показывают существенные различия в строении и перспективах близких по генезису валообразных поднятий. Часть из них представляет несомненный интерес, поскольку объединяет навешенные (не имеющие продолжения по вертикали вниз) структурные ловушки в горизонтах карбонатного венда и надежно перекрыта нижнекембрийскими солями.

Таким образом, в Пилюдинскую зону нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью объединяются структурные ловушки, приуроченные к валообразным

поднятиям, перекрытые солями усольской свиты и её аналогов. Проблемным местом этих ловушек является отсутствие площадных выдержанных коллекторов в горизонтах венд-нижнекембрийского НГК. По всей видимости, коллекторские свойства в главном определяются разломами и имеют сложный характер в узких протяженных зонах.

Границами Пилюдинской зоны нефтегазонакопления на её северо-западе является линия распространения последних (на северо-запад) линейных структур типа пилюдинской ловушки, определяемая выклиниванием торсальских (тирских) солей, выступивших в качестве поверхности срыва. Юго-восточней граница ЗНГН не определена и необходимо по данным колонкового бурения установить область выщелачивания нижнекембрийских солей в приповерхностных условиях. Эта зона гипергенеза, вероятно, бесперспективна для поисков ловушек в венд-нижнекембрийском НГК Предпатомского прогиба и основные перспективы здесь связаны с пластическими дуплексами [336] Предпатомской ВЗНГН. Для Пилюдинской ЗНГН основной рекомендацией является обязательное условие, которое необходимо включать в лицензионные соглашение для недропользователей: при бурении поисковых и даже разведочных скважин на структурные ловушки в карбонатном венде, вскрывать и испытывать терригенные вендские пласты, с целью открытия литологически экранированных залежей. Особенно это актуально при наличии экрана торсальских солей.

5.2.3. Бысахтахская сквозная зона нефтегазонакопления. Предпатомская нефтегазовая система.

Бысахтахская зона нефтегазонакопления является сквозной и аналогичной по строению Нижнеангарской ЗНГН. Бысахтахское месторождение изучено бурением с достаточной степенью детальности, и скважинными данными доказано, что взбросо-надвиги со стороны Джеюктинского выступа Байкало-Патомской складчатой области затронули весь интервал перспективный на нефть и газ от терригенного венда до нижнего-кембрия.

В настоящее время, насколько известно, недропользователь рассматривает строение Бысахтахского месторождения по аналогии с моделями валов, описанными выше для Пилюдинской зоны. Вероятно, это не так. Имеются значительные отличия, заключающиеся в приоритетности сдвиговых процессов, приведших к формированию Джеюктинского выступа в условиях транспрессии. На удалении от выступа в одном из лепестков пальмовой структуры (см. раздел 0), по аналогии со структурами Ангарской зоны складок, так же в процессе сдвиго-сжатия сформировалась антиформная складка Бысахтахского месторождения.

Подобные ловушки могут быть установлены по данным сейсморазведки и структурной геологической съемки и оказаться продуктивными на всей территории Бысахтахской ЗНГН. К

этой же зоне, с подобным типом присдвиговых антиклинальных ловушек, вероятно относится и недавно открытое месторождение им. Кульбертинова.

5.2.4. Моктаконская сквозная зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система.

Достаточно проблемной является ситуация и в Моктаконской ЗНГН, где недропользователем Моктаконского лицензионного участка на протяжении последних лет не проводятся необходимые ГРР. Высокие, в том числе и нефтяные, перспективы этой зоны подтверждаются масштабными и относительно многочисленными притоками нефти и газа. Для других недропользователей Восточной Сибири, в первую очередь крупных компаний, в аналогичных ситуациях алгоритм действий на приточных скважинах обычно достаточно прост. Если получен масштабный приток, вокруг приточной скважины проводится трехмерная сейсморазведка и по её результатам строится модель ловушки и дренируемого резервуара. Параллельно проводятся комплексные исследования по вызову притока на различных режимах, в первую очередь, с целью установления масштабов залежи. Однако далеко не все недропользователи добросовестно относятся как к выполнению лицензионных обязательств, так и к процессу поисковых и разведочных работ, возможно, имея иные интересы. В этом случае государство, вероятно, могло бы пересмотреть принципы выполнения региональных исследований и предусмотреть постановку объектов ГРР в соответствии с описанным выше алгоритмом, с использованием 3Д исследований. Только после выполнения трехмерной сейсморазведки и установления модели и генезиса Моктаконской ловушки, следует продолжать региональное изучение Моктаконской ЗНГН. Основой этого изучения также должна стать разработка сейсморазведочной методики, адаптированной к сложным сейсмогеологическим условиям запада Сибирской платформы, позволяющей получать геологическую информацию о глубинном строении осадочного чехла. До разработки такой методики принимать решение о продолжении ГРР на этой территории, в частности параметрического бурения, вероятно, не имеет смысла.

5.2.5. Предверхоянская зона нефтегазонакопления. Предверхоянская нефтегазовая система.

Сетасская параметрическая скважина

Существенная сейсморазведочная недоизученность северной части Предверхоянской зоны нефтегазонакопления, объединяющей различные структурные ловушки во фронтальной принадвиговой зоне Предверхоянского прогиба, частично компенсируется возможностью использования данных структурного картирования и гравиразведки. По этим материалам

валообразные структуры оконтуриваются достаточно надежно, а отдельные сейсмические профили, их пересекающие, позволяют уточнить глубинное строение перспективных объектов.

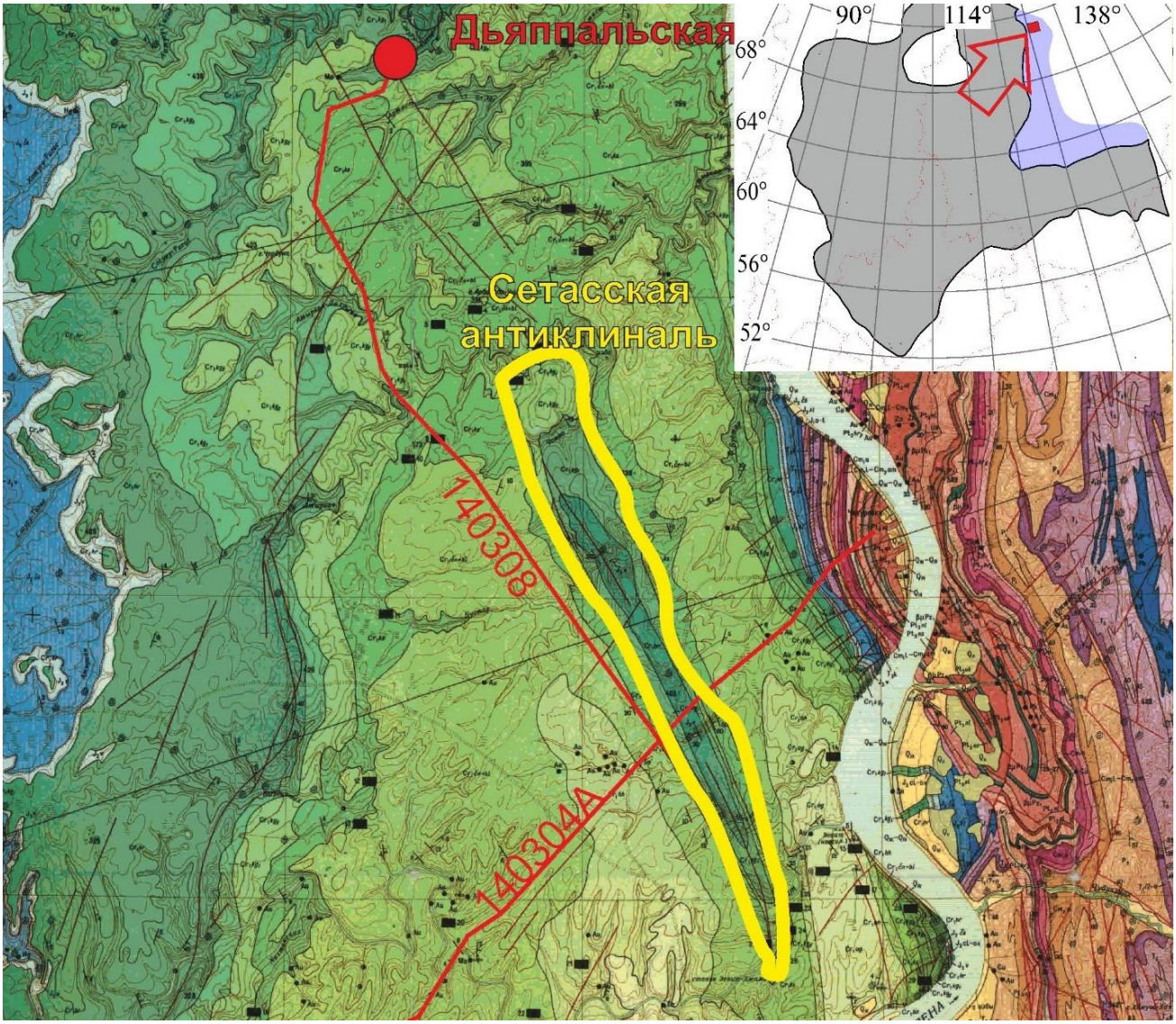


Рисунок 5.2 - Контуры Сетасской антиклинальной структуры на геологической карте R-52-VII, VIII (желтым)

На одном из них в северной части Предверхоянского прогиба, на профиле 140304А предлагается бурение параметрической скважины Сетасская-1 (см. рисунок 5.17, Объект Ст-1). Учитывая геологическую модель, предполагающую относительно высокую унаследованность структурных планов от перми до верхней юры, можно приравнять Сетасскую антиклиналь, картированную геологической съемкой и пересеченную сейсмопрофилем, к выявленным структурам и оценить локализованные ресурсы, контролируемые этой ловушкой. Сейсмические материалы были получены ОАО Якутскгеофизика в рамках наших исследований в районе северного участка меридиональной ветви Предверхоянского прогиба в 2016 гг. В результате корреляции основных отражающих горизонтов сейсмического профиля №140304А автором уточнена конфигурация и глубинное строение Сетасской антиклинальной структуры, ранее

выявленной геологической съемкой (Рисунок 5.2). Полученный в результате корреляции ОГ геологический разрез Сетасской структуры был представлен выше на рисунке 3.39. Закономерности распределения ФЕС коллекторов описаны в разделе 0.

Геолого-геофизический разрез Сетасской структуры, построенный автором на основании сейсмических данных и результатов бурения Говоровской и Дьяппальской скважин (см. Рисунок 3.58), показывает, что эта антиклиналь имеет принадвиговый характер, являясь, в определенной мере, аналогом Соболох-Маянского вала и, вероятно, Томпорукского вала. Однако наиболее перспективная часть структуры, с которой может быть связана антиклинальная ловушка с резервуарами в горизонтах кембрия, пермо-триаса и нижней юры расположена несколько выгоднее. Она не перекрывается раздробленной тектонической зоной, в отличие от структуры, которую пытались вскрыть через надвиговую пластину Алысардахской скважиной.

Соответственно, ФЕС гранулярных коллекторов ловушки, расположенной в лежачем блоке (боку), могут быть сохранны от динамического уплотнения в большей степени. Структурный план выделенных ловушек по кровле пермо-триасовых отложений представлен на рисунке 5.3. Антиклиналь осложнена надвигом со стороны Верхоянской складчатой области и ассиметрична: восточное крыло представляет собой висячий, а западное крыло - лежачий блоки. Крылья антиклинали разделены основным разломом. Восточное, взброшенное крыло, вероятно, имеет худшие коллекторские свойства, чем западное в связи с уплотнённостью гранулярного коллектора вследствие процессов динамического сжатия, дезинтеграции и метасоматоза [279, 20ф]. Таким образом, именно в западный блок предлагается выполнить бурение проектной параметрической скважины. Границы предполагаемых ловушек проведены по замыкающим изолиниям и разделены разломом, который вероятнее всего носит экранирующий характер. Условные газоводяные контакты приведены с учетом данных по месторождениям Лено-Вилюйской НГП. Прогнозные ловушки юрских отложений в пределах Сетасской структуры предполагаются на глубинах от 1 до 2,5 километров; глубина залегания пермо-триасовых резервуаров прогнозируется в пределах от 2 до 3,5 км, в кембрийских отложениях скопления углеводородов могут быть обнаружены в интервале глубин от 3 до 4,5 км.

Локализованные ресурсы категории $D_л$ Сетасской структуры, посчитанные нами объемным методом на основании параметров месторождений Вилюйской синеклизы для трех горизонтов: юры, пермо-триаса и кембрия, составили 384,1 млрд. $м^3$ газа [143].

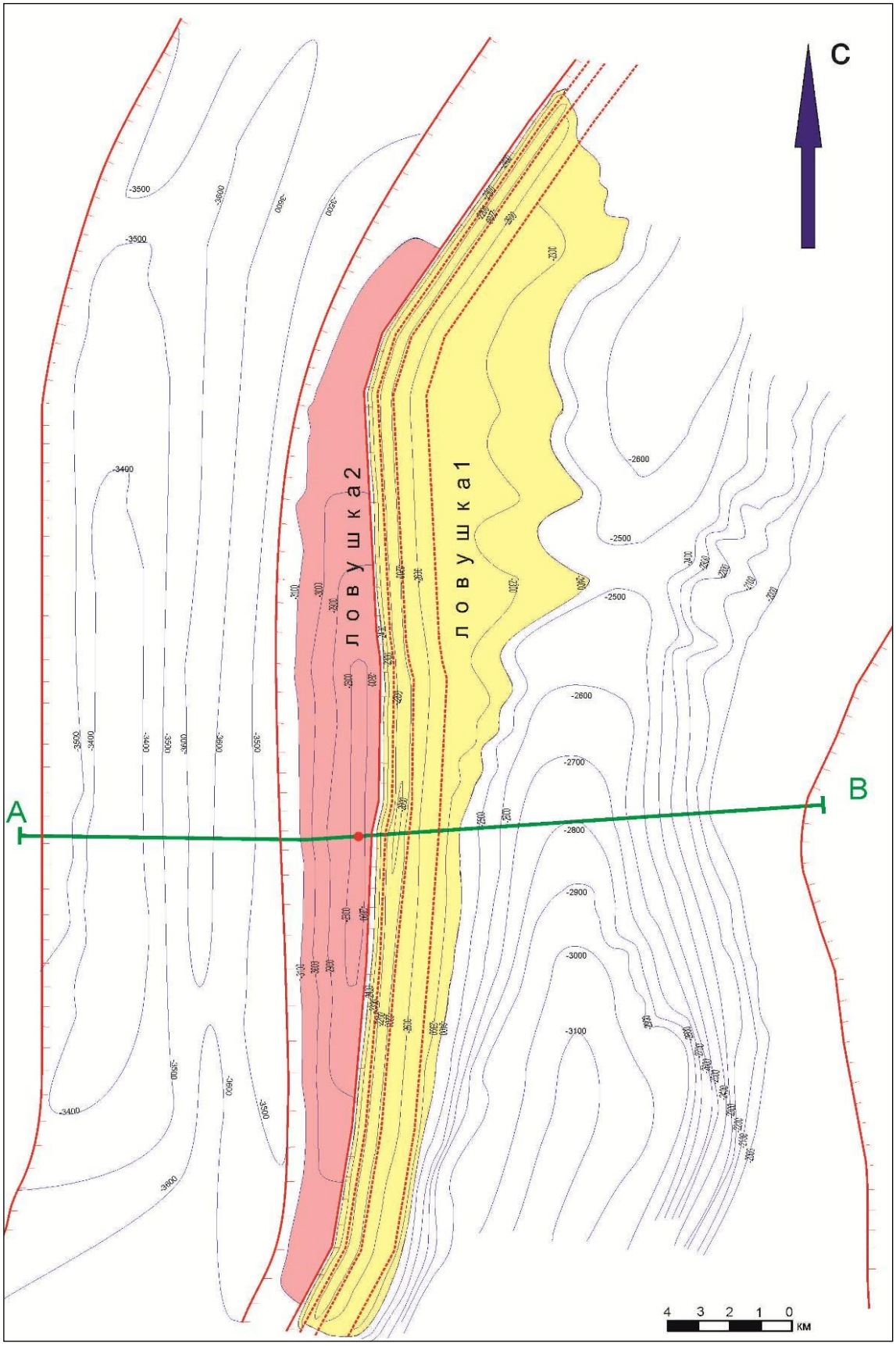


Рисунок 5.3 - Контуры выявленных ловушек лежачем (розовым) и висячем (желтым) блоках в пермотриасовом перспективном комплексе Сетасской структуры

Изолинии - кровля триаса. Разрез АВ см. на Рисунке 3.55

Восточно-Хандыгская параметрическая скважина.

На юго-восточной периферии Предверхоянского перикратонного прогиба и одноименной нефтегазовой системы в прямой близи от предполагаемого юго-восточного очага нефтегазовой генерации (обусловленного наличием погребенных отложений иниканской свиты) и непосредственно над ним отмечаются достаточно перспективные условия для обнаружения скоплений УВ (см. раздел 4.4.6.). По результатам работ на Северо-Хандыгской площади специалистами ОАО Якутскгеофизика, а позже и автором по результатам тематических исследований, оконченных в 2013-м году [16ф, 17ф], рекомендовалась для бурения параметрическая скважина Восточно-Хандыгская-1. Место заложения скважины было выбрано на региональном геолого-геофизическом профиле 3-ДВ в пределах осадочного чехла, в районе перехода его в дислоцированные метаморфизованные толщи Верхоянского складчатого пояса. Выполненные в настоящей работе исследования показали вероятную ошибочность такого выбора места заложения.

Дальнейшее изучение особенностей строения валообразных структур, степени их тектоногенной и метаморфической преобразованности, характер этих преобразований с высокой вероятностью указывают на бесперспективность измененных осадочных толщ на предмет обнаружения скоплений газа и особенно нефти (см. раздел 4.4.4.). Гранулярные коллектора, вероятно, будут отсутствовать. Также степень разрушенности покрышек, скорее всего, не позволяет надеяться на сохранность скоплений. В этой связи следует согласиться с выводами В.Г. Обухова, сделанными в рамках отчета по бурению профиля колонковых скважин в пределах Томпорукского вала [20ф]:

“Рассматривая в целом геологическое строение Томпорукской площади и коллекторские свойства мезозойских пород можно, сделать вывод, что, северо-восточная часть площади, в пределах которой породы сильно метаморфизованы является бесперспективной в отношении нефтегазоносности. Перспективы нефтегазоносности рассматриваемого района связываются нами с подвзбросовой юго-западной частью площади”

и далее:

“Окончательно вопрос о перспективах нефтегазоносности юго-западной части Томпорукской площади может, быть решен лишь глубоким бурением. Для этого рекомендуется бурение до карбонатного палеозоя одной поисково-разведочной скважины глубиной 2,5-2,7 км. Местоположение скважины будет определяться данными рекомендуемых геофизических работ с учетом материалов колонкового бурения.”

Необходимо указать также на значительную зараженность битумами нефтяного ряда трещиноватых пород висячего крыла Томпорукской структуры.

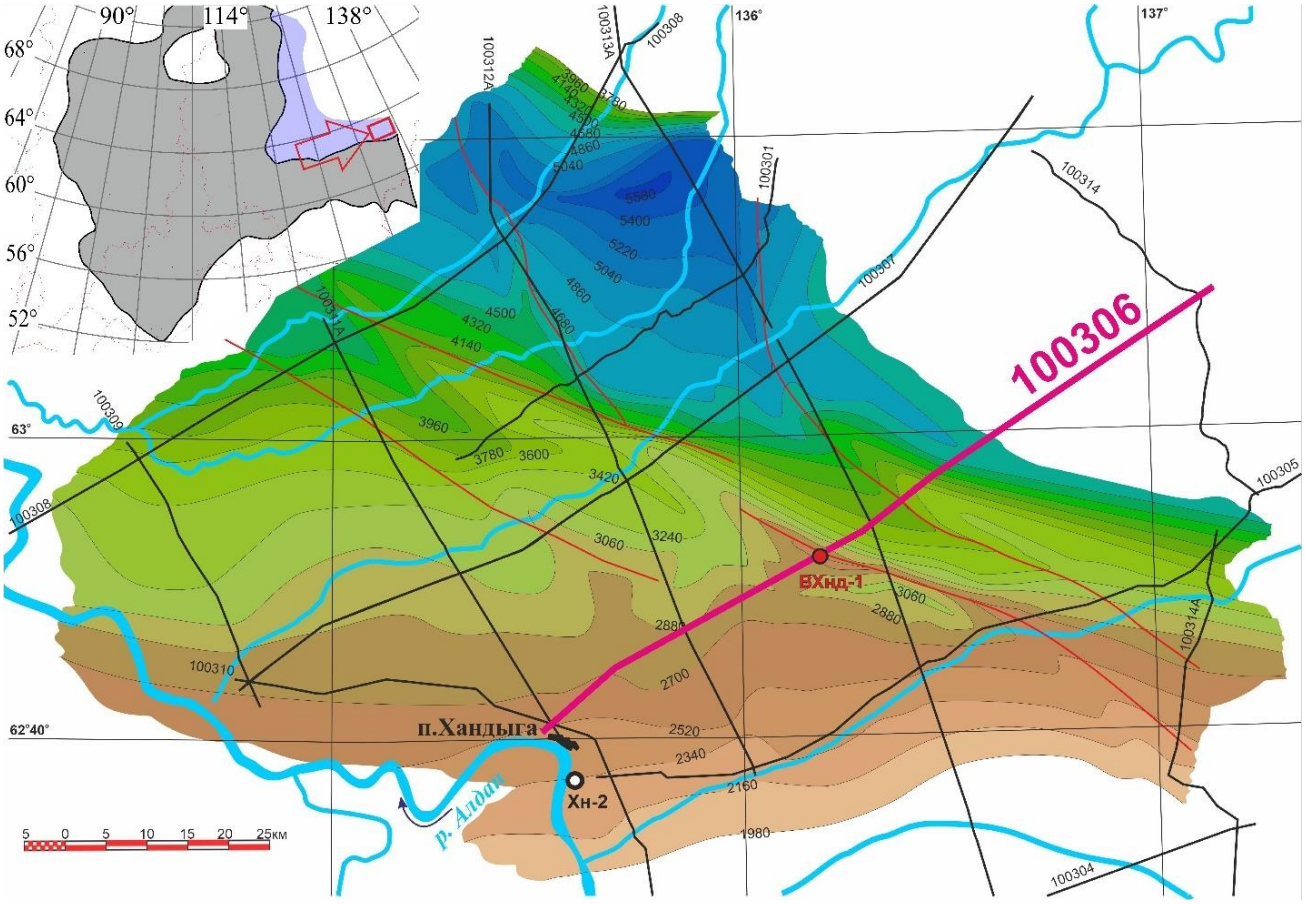


Рисунок 5.4 - Структурная карта поверхности предмезозойского несогласия Северо-Хандыгской площади

Черные линии - сейсмические профиля, использованные при построениях; красны кружок – рекомендуемая скважина Восточно-Хандыгская-1. Изолинии – абсолютные отметки ниже уровня моря

Сегодня после проведения многочисленных сейсмических исследований на правобережье реки Алдан и установления структурных планов перспективных горизонтов, бурение параметрической скважины выглядит следующим логичным и безальтернативным шагом для дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности этой площади. В рамках настоящих исследований, по сейсмическим материалам Северо-Хандыгской площади была построена структурная карта для поверхности несогласия кембрия-мезозоя (Рисунок 5.5), существенно отличающаяся от карты, прилагавшейся к окончательному сейсморазведочному отчету, на которой Томпорукский вал не фигурировал как отдельная складка.

По новым построениям надежно фиксируются контуры поднадвигового линейно вытянутого Томпорукского вала, совпадающие с положительной линейной гравиметрической аномалией. Между профилями 100306 и 100313А отмечается небольшой седловидный перегиб, ундулирующего шарнира вала, позволяющий говорить о локальной замкнутости апикальной части Томпорукской структуры и о наличии антиклинальной ловушки (Рисунки 5.4, 5.5).

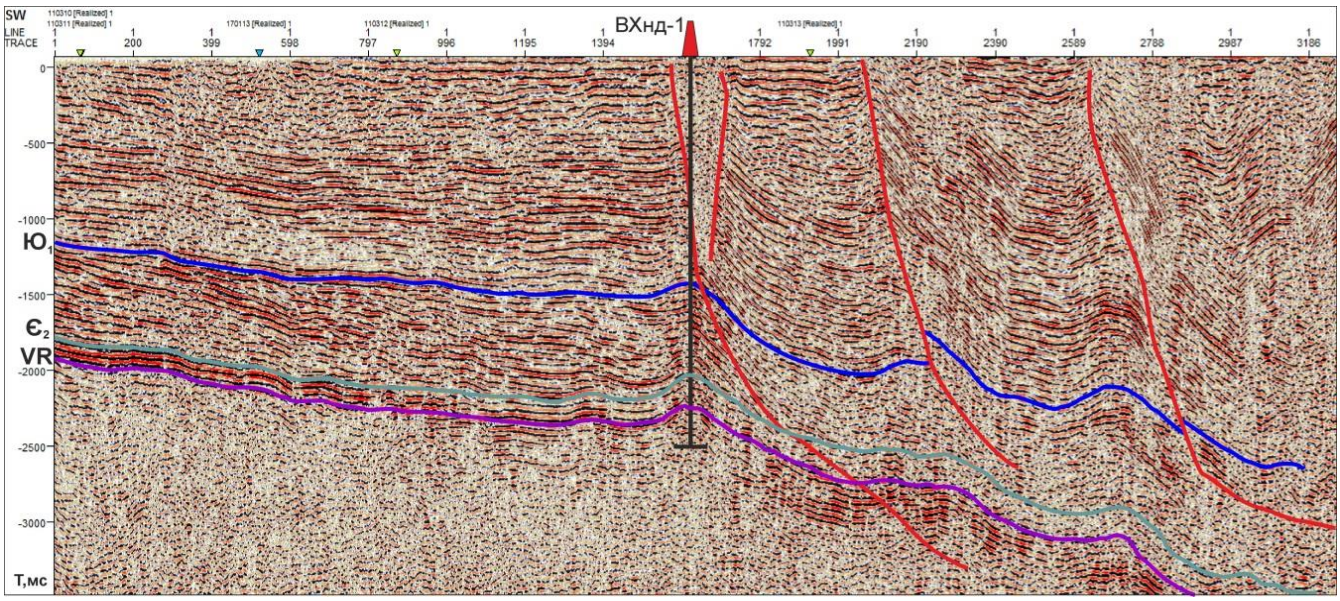


Рисунок 5.5 - Временной разрез по сейсмическому профилю 100306

Отражающие горизонты Ю1-подошва мезозоя; $Є_2$-подошва майского яруса; VR-кровля рифея. положение профиля см. на Рисунке 5.6

Мутулинская параметрическая скважина.

В южной части указанного в предыдущем разделе генерационного очага, также в принадвиговой зоне, геологами АО «СНИИГГиМС» [133] по материалам пересекающихся сейсмических профилей выявлена локальная структура - Мутулинское поднятие (Рисунок 5.6). В 2008-2012 гг. были проведены сейсморазведочные работы на Хандыгском и Северо-Хандыгском участках. Два сейсмических профиля, пересекшие Эбейке-Хаятинский надвиг, обнаружили его связь с крутым (градиент наклона до 150 м/км) склоном базальных отложений чехла. Поверхность надвига пологоволниста, угол наклона в верхней (около 1 км) части чехла достигает 45^0, вниз по разрезу он уменьшается до 20^0 и менее.

Один из профилей прошел через сводовую часть Мутулинского поднятия на участке сочленения Кыллахского и Эбейке-Хаятинского надвигов и подтвердил наличие антиклинального перегиба по отложениям верхнего рифея, венда и кембрия (Рисунок 5.7). Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении субпараллельно Эбейке-Хаятинскому надвигу. Его амплитуда возрастает снизу вверх от десятков метров (отложения рифея) до 300 и более метров по отложениям венда и кембрия. Следует отметить, что юго-восточный склон поднятия более крутой и частью скрыт под Кыллахским и Эбейке-Хаятинским надвигами. Специалисты СНИИГГиМС, выявившие настоящую структуру в рамках работ по государственному контракту 7Ф-14, оценивают площадь по подошве юдомской свиты венда по замкнутой изогипсе -2000 м около 450 км^2, амплитуду величиной более 300 м, прогнозируемые суммарные локализованные ресурсы по их мнению могут составлять 70 млн. т нефти и 136 млрд.

м^3 газа [133].

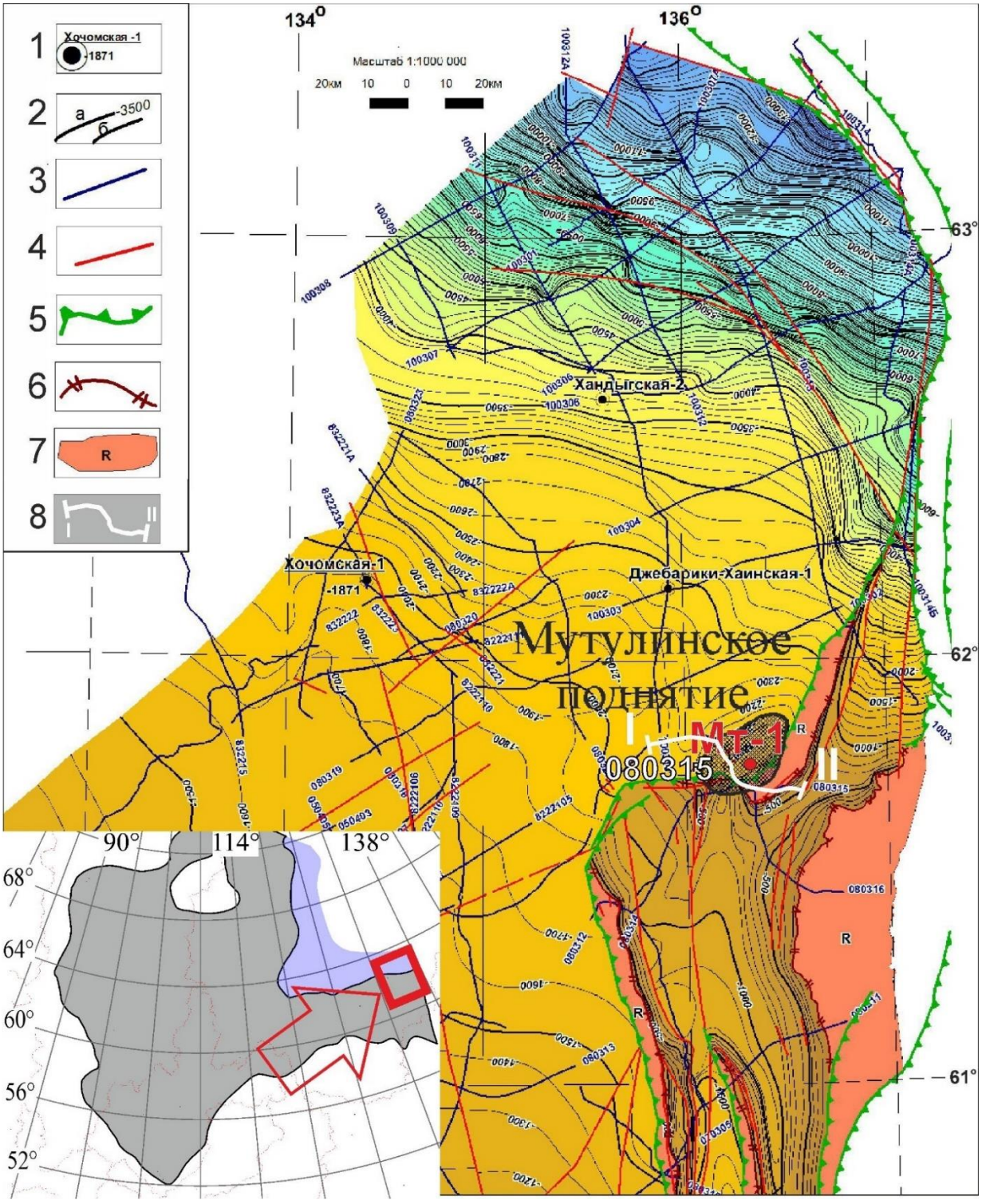


Рисунок 5.6 - Мутулинская скважина (Мт-1) на структурной карте по подошве вендских отложений

Условные обозначения к Рисунку 5.6. на след. стр.

1-глубокие скважины; 2-изогипсы подошвы венда: а) по данным сейсмики, б) по данным геологических карт; 3-сейсмические профиля; 4-разломы; 5-надвиги, выходящие на поверхность; 6-граница прослеживания ОГ VR; 7-выхода рифея на поверхность; 8-линия сейсмопрофиля 080315

Таким образом, Мутулинское поднятие представляется одним из главных нефтегазопоисковых объектов на востоке Сибирской платформы. В связи с этим, автором поддерживается рекомендация на бурение в сводовой части поднятия параметрической скважины глубиной 3000 м, которая должна вскрыть подошву кандыкской свиты – главного перспективного коллектора в верхнем рифее.

Оручанская сейсморазведочная площадь.

В центральной части меридиональной ветви Предверхоянского прогиба, вдоль надвигового фронта с середины прошлого столетия геологической съемкой закартирована целая серия антиклинальных валообразных структур, вероятно, аналогичных по своему строению Сетасской антиклинали и Томпорукскому валу.

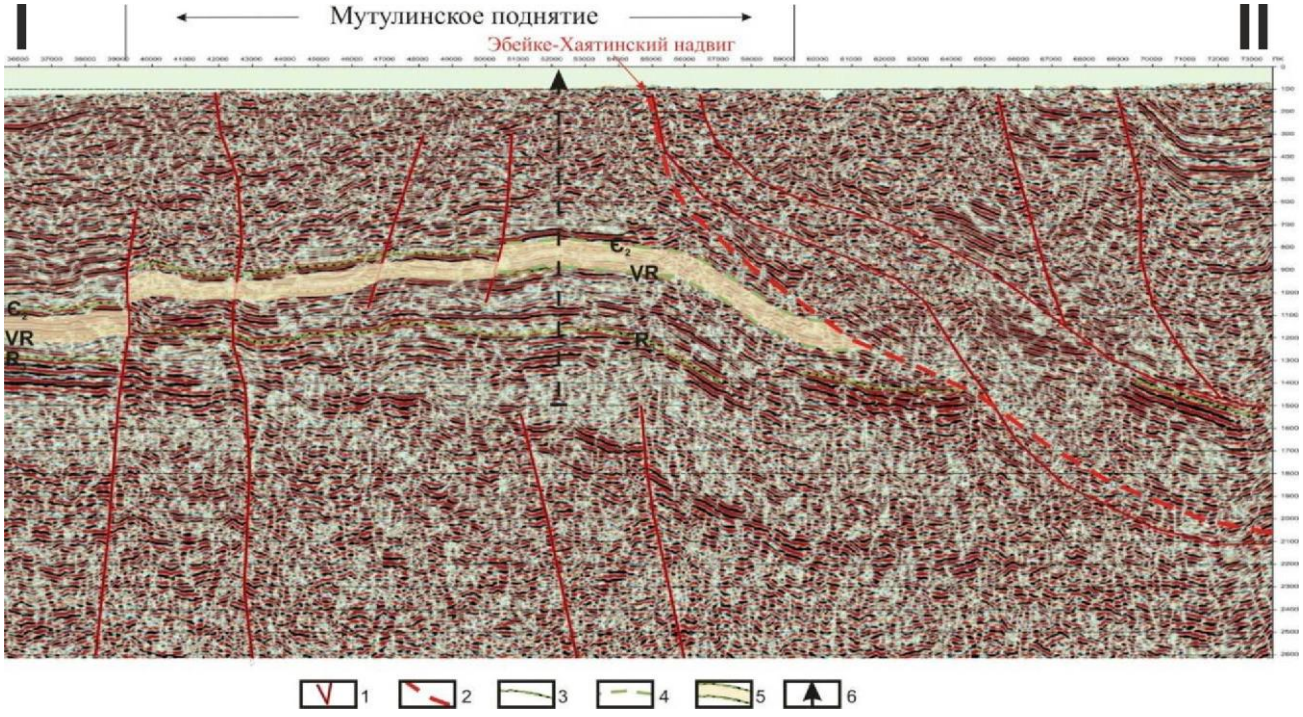


Рисунок 5.7 - Временной разрез Мутулинского поднятия по сейсмопрофилю 080315 ОАО «Якутскгеофизика»

Условные обозначения к Рисунку 5.7. на след. стр.

1 – разрывы по интерпретации Григорьевой Т.И. и др. (2010 г.); 2 –интерпретация фронтального надвига (Мигурский А.В., 2016); 3 – отражающие горизонты по интерпретации Григорьевой Т.И. и др. (2010 г.): R3 – подошва верхнего венда, VR – подошва юдомской свиты венда, Є2 – подошва иниканской свиты кембрия; 4 – авторская интерпретация положения отражающих горизонтов под надвигом; 5 – юдомская свита венда; 6 – рекомендуемая скважина. Положение профиля в плане дано на рисунке 5.6

Закартированные структуры также имеют резко взброшенное висячее восточное крыло по верхним горизонтам чехла. В висячем боку они интенсивно проработаны вторичными процессами и, как показало неудачное бурение скважины Алысардахская-2480, в них отсутствуют гранулярные коллектора. Глубинное строение этих валов известно по материалам редкой сети профилей. Геологической съемкой они закартированы спорадически, лишь по самым контрастным участкам, где максимально проявились негативные процессы преобразований коллекторов и, вероятно, отсутствуют высокие нефтегазовые перспективы. Наоборот, поднадвиговые валообразные антиформы лежачих крыльев этих валов по нижним палеозой-мезозойским горизонтам не выказывают такой нарушенности и преобразованности и, возможно, как это было показано выше, могут иметь хорошие перспективы для аккумуляции и сохранности УВ. Кроме того, в приплатформенной части прогиба здесь могут иметь место литологически экранированные ловушки Приленской и Приалданской ЗНГН.

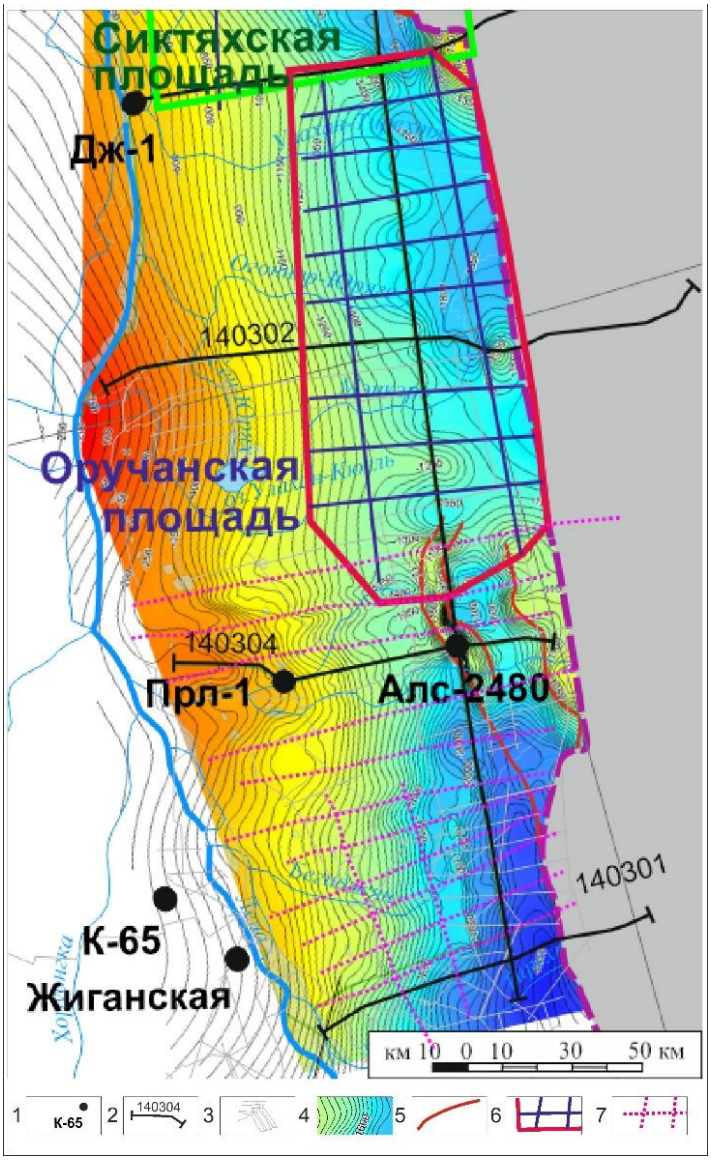


Рисунок 5.8 - Предлагаемая сеть сейсмических профилей на Оручанской площади
1 – скважины глубокие и колонковые; 2 –сейсмические профиля 2016 года; 3 –сейсмические профиля до 1990 года: 4 – структурная карта по кровле юры; 5 – разрывы; 6 – предлагаемая площадь и положение профилей; 7- линии сейсмопрофилей Ундулюнгского и Соболох-Маянского объектов (2022-2024гг.)

Значительный объем информации по строению антиклинальных ловушек, как и в случае Томпорукского вала, дает комплексирование гравиразведки и сейсморазведки. Отдельные сейсмические профили демонстрируют высокую корреляцию с площадным распространением гравиметрических аномалий, что, в свою очередь, позволяет интерполировать в межпрофильном пространстве конфигурацию валообразных структур. На основании комплексирования и с учетом данных бурения Приленской и Алысардахской скважин построена структурная карта по подошве меловых отложений, наиболее полно увязываемая с гравиметрическими данными (Рисунок 5.8). Имеющаяся плотность сейсмических наблюдений не позволяет в настоящее время

рекомендовать глубокое бурение на этой территории. Необходимо выполнить сейсмические исследования по сети несколько более редкой, нежели для Сиктяхской площади. Конфигурация профилей определяется субмеридиональной вытянутостью валов, их значительной ундуляционной и виргационной изменчивостью по простиранию. Поэтому, необходима более плотная субширотная сеть, увязанная незначительным количеством меридиональных профилей. Общее количество субширотных сечений с расстоянием между ними 12-15 км (с учетом профилей 140304 и 140301) составит 10 профилей. Между тремя субмеридиональными профилями расстояние предлагается выбрать 20-25 км, с учетом профиля 140306. Общий объем профильных исследований составит 800 км.

5.3. Возможные зоны нефтегазонакопления

5.3.1. Байкитская возможная зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система.

Байкитская ВЗНГН (Рисунок 5.9) может рассматриваться как аналог Чонско-Ерёминской зоны нефтегазонакопления. Отсутствие на территории зоны терригенных продуктивных горизонтов до сих пор не позволяло высоко оценивать перспективы этой зоны. Вследствие этого, на территории отмечается очень низкая плотность бурения. При этом северо-западная часть зоны, Бахтинский мегавыступ, где присутствует более высокая степень дислоцированности, разбурена в гораздо большей степени. В этой же части зоны получены промышленные притоки из карбонатных толщ.

В основу выделения Байкитской ВЗНГН положена идея о связи зоны возможных скоплений нефти с непским и тирским окнами. Поисковым признаком, также как и для Чонско-Ерёминской ЗНГН, может стать строение фундамента. Наличие высокоградиентных изменений поверхности рельефа его кровли будет положительным критерием. Главные факторы нефтегазоносности, обоснованные в разделе 0, такие как мощная региональная соленосная покрышка, отсутствие интенсивного магматизма, близость к возможным очагам генерации имеют место на территории зоны. Единственным недостатком, не позволявшим высоко оценивать её потенциал, до сих пор являлось отсутствие продуктивных горизонтов. Однако известно, что в карбонатном венде Восточной Сибири коллекторские свойства в большинстве случаев распределяются мозаично. Если на территории Байкитской ВЗНГН проявит себя та же закономерность, что и в Чонско-Ерёминской ЗНГН, то здесь могут быть открыты новые и, возможно, крупные месторождения.

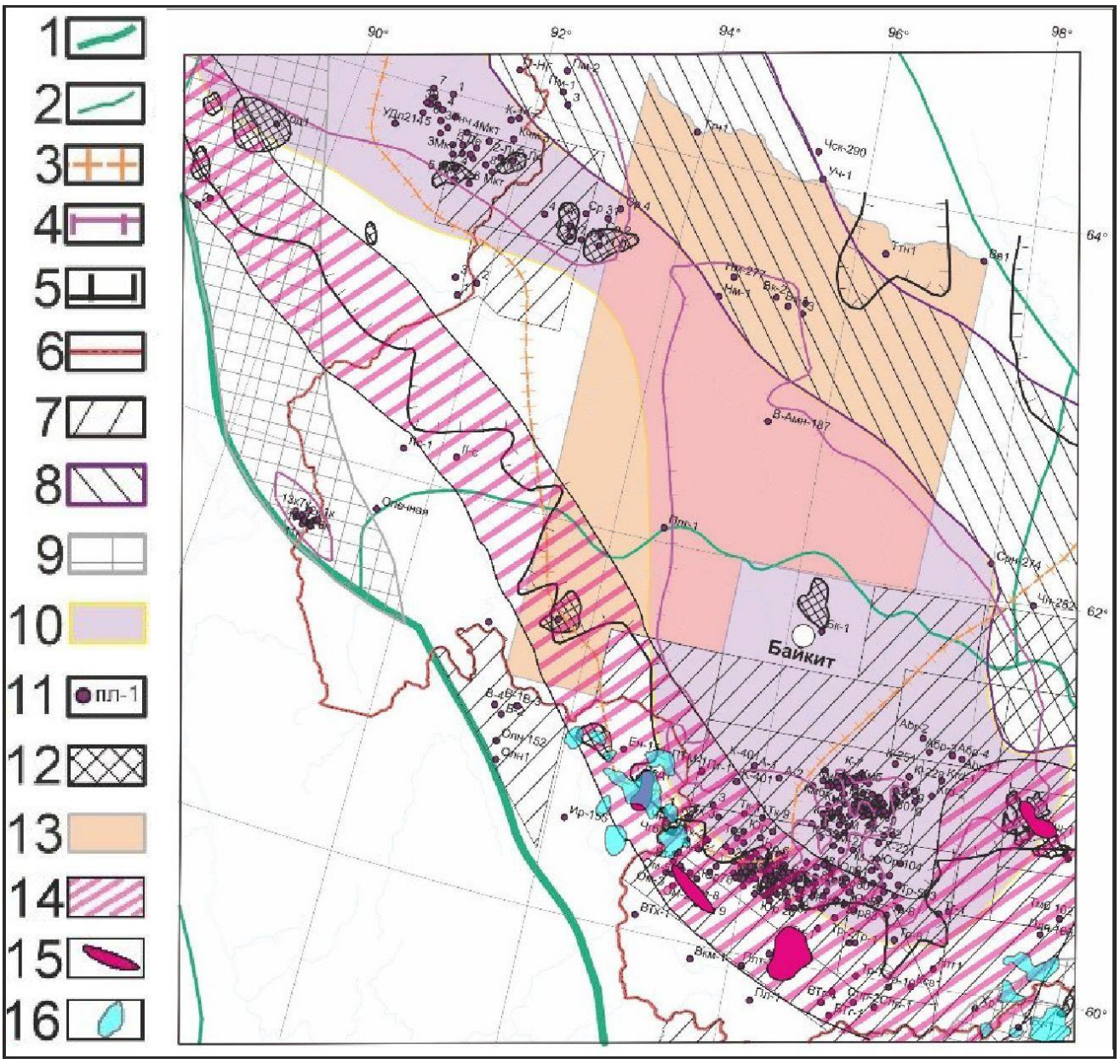


Рисунок 5.9 - Байкитская возможная зона нефтегазонакопления

Границы (1, 2): 1 —Лено-Тунгусской НГП, 2 — НГО; 3 — распространение рифейских отложений; 4 — зона отсутствия тирского горизонта; 5 — отсутствие непского горизонта; 6 — административные границы; 7 — лицензионные участки; 8 — область высокого катагенеза в верхней части чехла; 9 — области развития структурных ловушек; 10 — Байкитская ПЗНГН; 11 — скважины глубокие (a) и с притоками УВ (b) Моктаконо-Таначинской прогнозируемой ЗНГН; 12 — подготовленные структуры; 13 — площадь сейсморазведочных работ 2020–2023 гг.; 14 — Оморинско-Камовская ЗНГН; контуры (15, 16): 15 — месторождений УВ, 16 — перспективных объектов (по данным Мельникова Н.В., 2011)

В 2023 году на этой территории были закончены сейсморазведочные исследования, существенно недовыполненные по причинам производственного характера, не дав окончательного ответа на вопрос о перспективах Байкитской зоны.

5.3.2. Байкало-Патомская возможная зона нефтегазонакопления. Предпатомская нефтегазовая система.

Если в пределах Непской ЗНГН плотность ресурсов весьма высока, что существенно уменьшает риски сухих скважин даже при ошибочном геолого-геофизическом прогнозе, то в Байкало-Патомской ВЗНГН, расположенной на продолжении Непской и Пилюдинской ЗНГН к юго-востоку в пределы Предпатомского прогиба, во-первых, плотность наиболее востребованных недропользователями нефтяных ресурсов намного ниже и, во-вторых, значительно выше газовая составляющая. Отсюда возникают высокие риски поисковых работ. Решением этих проблем может стать изучение терригенных вендских резервуаров скважинами, закладываемыми для опоискования структурных навешенных ловушек Пилюдинской ЗНГН в подсолевых НГК и совершенно новых для отечественной геологоразведки крупнообъемных поисковых объектов - пластических дуплексов типа «машвэд» (см. разделы 4.4.5.) с трудноизвлекаемыми, преимущественно газовыми ресурсами. Навешенные дуплексы, в свою очередь, можно надежно подготовить с помощью сейсморазведочных работ, а машвэды - с использованием комплекса методов, в том числе с применением геологического картирования (см. Таблицу 4.4).

Пластические дуплексы, вероятнее всего образуют целый ряд генетически взаимоувязанных переходных форм от простых сдвоений и строений карбонатных пластов, простых дуплексов, к весьма сложно построенным стогообразным гигантским зонам, в которых первично карбонатные пласты замещены мощными сланцевыми, часто интенсивно кливажированными толщами [27, 139].

Сланцевые толщи пластических дуплексов могут содержать гигантские объемы углеводородных газов, в меньшей степени нефти, присутствующие в свободном и сорбированном виде. Например, для комплекса машвэдов Предаппалачского прогиба формации Конасауга имеется следующая информация [324]:

“Сланец представляет собой коллектор с двойственным характером пористости, в котором часть газа хранится в свободном состоянии, а часть адсорбируется на органических веществах и минералах с большой площадью поверхности. Эффективная пористость в среднем составляет 3,6%, и около 67% этого объема пор способны удерживать свободный газ.

Объемный анализ показывает, что машвэды Конасауги содержат около 17,7 трлн. кубических метров (625 трлн куб. футов) геологических ресурсов и что более 80% этого газа

находится в свободном состоянии. Свободный газ является подвижным в широком спектре условий давления-температуры, тогда как сорбированный газ имеет наибольшую подвижность при низком пластовом давлении. Следовательно, разведка Конасауги, возможно, должна быть сосредоточена на глубоких коллекторах, где наблюдаются наибольшие концентрации свободного газа.”

Таким образом, если ГРР, направленные на опоискования жестких карбонатных дуплексов в платформенном борту Предпатомского прогиба, в настоящее время успешно осуществляются недропользователями, то изучение пластических дуплексов требует масштабных научно-практических исследований. Оно невозможно без глубокого бурения. В настоящее время существуют предложения по постановке параметрических скважин в пределах Предпатомского прогиба, однако, вероятно, они не в достаточной мере проработаны и не совсем соответствуют сегодняшним знаниям о геологическом строении этой территории. Специалистами СНИИГГиМС на протяжении последних десяти лет предлагается пробурить скважину на профиле «Батолит» в долине р. Быстрой у фаса Байкало-Патомского нагорья (см. Рисунок 5.17, объект Бс-1). Вдоль р. Лены между городами Киренск и Ленск (расстояние около 600 км) пробурено всего 7 параметрических и поисковых скважин. Однако, ближе всего к фасу складчатой области приблизилась пробуренная на юге, в Прибайкалье скважина Прибайкальская -1. Можно предположить, что, эта скважина была заложена в пределах пластического дуплекса. Этим фактом объясняется невозможность надежно выполнить стратиграфическую привязку вскрытых отложений. Крутые углы «слоистости», отмеченные в скважине, вплоть до вертикальных, преимущественно сланцевый характер изученных отложений, повышенные газопоказания, всё это подтверждает такую версию. Неудачное бурение скважины Прибайкальская-1, во многом объясняется не подтвердившейся геологической моделью, значительным отличием вскрытого разреза от проектного. Вероятно то же самое может произойти с бурением скважины Быстринская-1. Поэтому в проектный разрез необходимо внести значительные изменения, с учетом вероятности проходки в аллохтонном блоке до глубин приблизительно в 3,5-4 км по интенсивно дислоцированным карбонатным, сланцево-«песчанистым» толщам. Необходимо также уделить значительное внимание подбору растворов, для вскрытия как низкопроницаемых коллекторов, так и зон интенсивного поглощения. Вероятно, необходимо выполнить специальные исследования по составлению проектного разреза и подбору технологии проходки параметрической скважины в подобных условиях. Положительные результаты бурения скважины Быстринская-1 могли бы дать значительный стимул как изучению трудноизвлекаемых ресурсов пластических дуплексов, так и исследованиям перспективных литологически экранированных ловушек в автохтоне Предпатомского прогиба.

Примером автохтонных перспективных объектов являются литологически экранированные, ловушки контролирующие залежи Марковского вала в марковском горизонте и, весьма вероятно, телгеспитского горизонта Отраднинского вала. При том, что открытые и перспективные залежи в верхневенд-нижнекембрийском НГК этих месторождений, несомненно, контролируются структурно-тектоническими факторами и обусловленными ими сложным развитием пустотности.

Байкало-Патомская ВЗНГН может быть выделена для горизонтов терригенного венда по всей территории Предпатомской и юго-востока Ангаро-Ленской НГО за исключением маломощного осадочного чехла её юго-восточного эрозионного сочленения с кристаллическими структурами Алданской антеклизы. Важную роль в оценке перспектив вендского НГК играет изучение распространения торсальских солей. Вероятно, их горизонты в составе автохтона могут погружаться под складчатое обрамление центральной и северной частей Предпатомского прогиба. В этом случае перспективные нефтегазоносные земли существенно расширяются. Для этой территории до сих пор отсутствует региональная сеть взаимоувязанных сейсмических профилей. Недостаточно изучена зона также глубоким бурением, особенно её прискладчатая и поднадвиговая часть.

Вероятно, в настоящее время уже невозможно исследовать весь Предпатомский перикратонный прогиб единой взаимоувязанной региональной сетью сейсморазведочных профилей, что позволило бы выполнить анализ качества материала из разных геодинамических зон и сопоставить его между собой. Причины этого заключаются в наличии большого количества лицензий, иногда прилегающих к территории складчатого обрамления и особо охраняемых территорий. Поэтому сейсмические исследования следует продолжать выборочно, по районам свободным от распределенных лицензий и заповедников. Одним из них является Ульканский участок, где специалистами СНИИГГиМС рекомендовано проведение сейсмических работ (см. Рисунок 5.17, объект №3). Нужно согласиться, что, вероятно, это наиболее перспективный по многим причинам участок для постановки региональных ГРР. Во-первых, судя по прослеживанию простирания картируемых геологических структур в район сейсмопрофиля «Ковыкта-Прибайкалье», в этом районе удастся получить качественные сейсмические отражения. Во-вторых, здесь, скорее всего, развиты нижнекембрийские соли, надежно изолирующие перспективные резервуары. В-третьих, близость к Ковыктинскому месторождению и расположение на вероятных путях миграции углеводородов в пределах Предпатомской нефтегазовой системы, позволяют высоко оценивать возможности открытий, в первую очередь газовых скоплений, на этом участке.

5.3.3. Приенисейская возможная зона нефтегазонакопления. Приенисейская нефтегазовая система.

Вдоль западной периферии Сибирской платформы, в области сочленения осадочного чехла со складчатыми метаморфизованными образованиями Енисейского кряжа и подобных ему структур, выявлена серия антиклинальных пликативно-дизъюнктивных структур (Рисунок 5.10) и дуплексных антиформ, строение которых рассмотрено в разделе 0. Некоторые из них могут представлять интерес в качестве поисковых объектов.

Чернореченская выявленная структура находится на территории нераспределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы на границе с Енисейским кряжем. Объект представляет собой антиклинальную складку, закартированную сейсморазведкой на структурной карте Каменской площади по кровле венда (ОГ Б). Антиклиналь ограничена с северо-запада и юго-востока изогипсой -1500 м по ОГ Б (Рисунки 5.10 (№1) и 5.11). С юго-запада и северо-востока горизонт Б прерывается тектоническими нарушениями. Площадь ловушки составляет 333 км^2. Изученность Чернореченского объекта весьма слабая. Структуру пересекают всего три сейсмических профиля 2008 года. Бурением она не изучена. Ближайшими скважинами на севере являются скважины Лебяжинская 1 и 2, с юга - Оленчиминская 1 и Оленчиминская 2. В этих скважинах из оскобинской и редколесной свит венда и их аналогов были получены притоки воды, что говорит, о наличии коллекторских свойств в песчаных пластах оскобинской и редколесной свит. По аналогии с ближайшими месторождениями (Оморинским, Камовским) потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда.

Насыщение нефтегазовое. Локальными покрышками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит. Основная изолированность ловушки обеспечивается нижнекембрийскими солями. Локализованные ресурсы редколесной и оскобинской свит Чернореченского объекта по нашим подсчетам, выполненным с помощью объемно-статистического метода составляют: газа (геол/извл) – 16/14 млрд. м^3; нефти (геол/извл) - 13/4 млн. т.

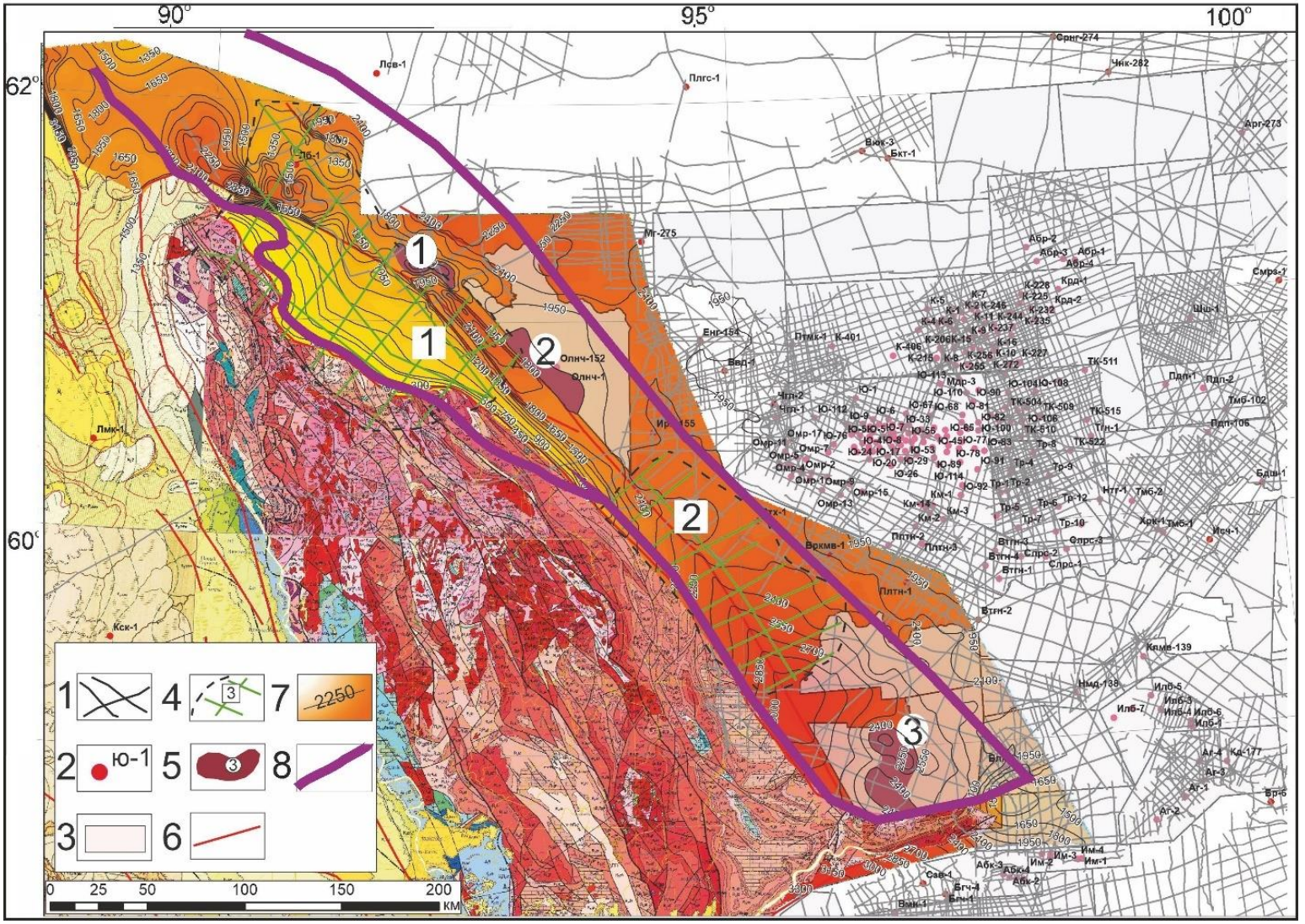


Рисунок 5.10 - Схема предлагаемых ГРР в Приенисейской ВЗНГН

Условные обозначения к Рисунку 5.10 на след. стр.

1-изученность сейсморазведкой 2-D; 2-изученность глубоким бурением; 3-лицензионные участки; 4-предлагаемые сейсмические объекты, контуры площади и профилей; 5-выявленные структуры и их номера; 6- разломы; 7-структурная карта по горизонту Б; 8-контуры Предъенисейской ВЗНГН.

Цифры в кружках, выявленные структуры: 1-Чернореченская; 2-Оленчиминская; 3-Южно-Акинская

Цифры в квадратах, предлагаемые сейсморазведочные объекты: 1-Северо-Енисейский; 2-Оленчиминский.

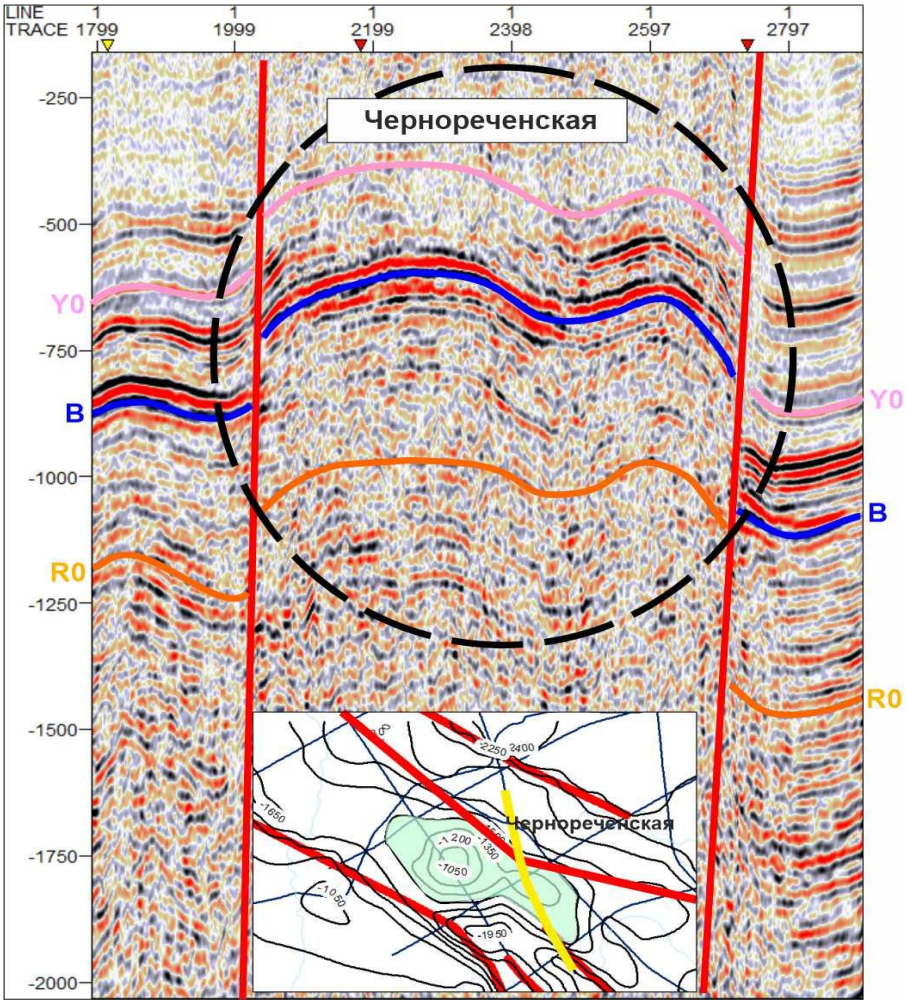


Рисунок 5.11 - Временной разрез через Чернореченский объект по сейсмическому профилю 052508 (показан желтым)

Южно-Акинская выявленная структура находится на Терянском участке распределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы. Терянский участок с 2019 года принадлежит ООО «Красноярская нефтегазовая компания». Южно-Акинский объект представляет собой антиклинальную приразломную структуру, закартированную по кровле венда (ОГ Б) (см. Рисунки 5.10 (№3) и 5.12). Ловушка ограничена с востока и юго-запада изогипсой -2400 м. С юга и юго-востока - тектоническими нарушениями. В

северной части структура пересекается с государственным природным заказником «Богучанский». Площадь объекта, не включая территорию пересечения с заказником, составляет 730 км^2. Изученность Южно-Акинского объекта сейсморазведочными работами после 2000 года слабая и составляет 0,15 км/км^2. В пределах объекта скважин пробурено не было. Ближайшая скважина Белякская-1, расположена в 50 км к востоку от объекта. В ней из отложений катангской свиты получены притоки воды. По аналогии с Абаканским, Имбинским месторождениями потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда с газовым насыщением. Согласно интерпретации, ГИС скважины Белякская-1, редколесная и оскобинская свиты венда имеют коллекторские свойства. Локальными покрышками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит. Локализованные ресурсы газа Южно-Акинского объекта составляют 26 млрд. м^3.

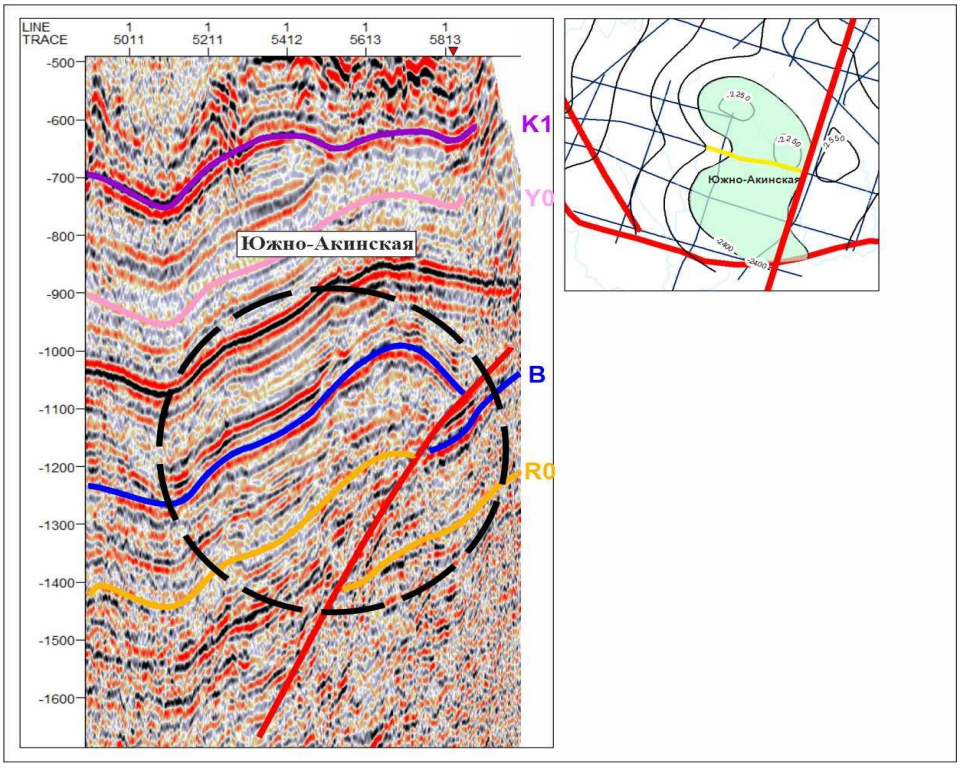


Рисунок 5.12 - Временной разрез через Южно-Акинский объект по фрагменту сейсмического профиля 030806 (показан желтым)

Оленчиминская выявленная структура находится на Оленчиминском участке распределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы. Оленчиминский участок с 2020 года принадлежит ООО «Красноярская нефтегазовая компания». Объект представляет собой антиклинальную структуру, закартированную по кровле венда (ОГ Б) (см. Рисунки 5.10 (№2) и 5.13). Структура оконтурена с севера, юга и востока по изогипсе -1800 м. С юго-запада ловушка ограничена тектоническим нарушением. Площадь объекта составляет 370 км^2. Оленчиминский объект сейсморазведочными работами после 2000 года не изучался, поэтому качество сейсмических материалов невысокое. На его границах пробурено две

скважины – Оленчиминская 1 и Оленчиминская 152, в которых из собинской и катангской свит венда получены притоки воды. По аналогии с коллекторами ближайших месторождений – Оморинского, Камовского, Юрубчено-Тохомского, потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда, с нефтегазовым насыщением. Согласно интерпретации материалов ГИС по скважинам Оленчиминская 1 и Оленчиминская 152, редколесная и оскобинская свиты венда имеют хорошие коллекторские свойства. Покрышками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит.

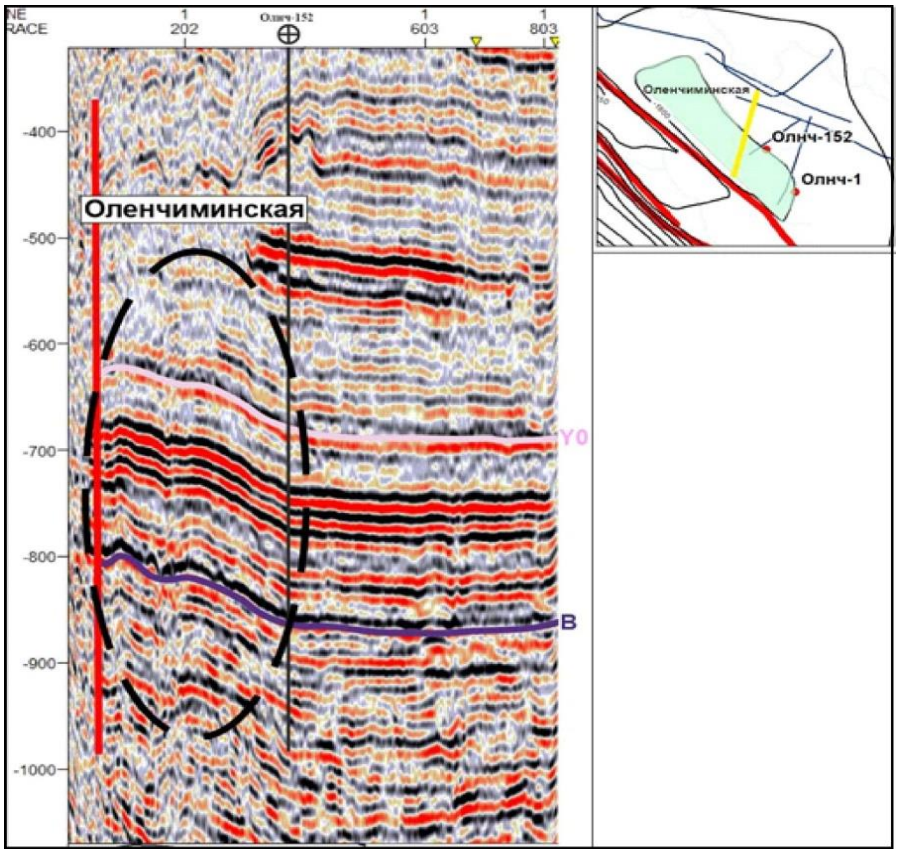


Рисунок 5.13 - Временной разрез через Оленчиминский объект по фрагменту сейсмического профиля 030806 (показан желтым)

Локализованные ресурсы редколесной и оскобинской свит Оленчиминской выявленной структуры составляют: газа (геол/извл) – 10/9 млрд. м^3; нефти (геол/извл) - 9/3 млн. т. Пласты окобинской и редколесной свит венда продуктивны на соседнем Оморинском месторождении, взятом за аналог. По аналогии с Оморинским месторождением насыщение редколесной свиты ожидается газоконденсатное, оскобинской - нефтегазовое в соотношении 60% нефти и 40% газа.

Северо-Енисейская и Оленчиминская сейсморазведочные площади.

Таким образом, можно констатировать, что даже не слишком высокая геолого-геофизическая изученность Приенисейской ВЗНГН позволяет выявлять структурные ловушки значимых масштабов. При этом недоизученность территории, в том числе и глубоким бурением,

не дает ответа на все вопросы, определяющие перспективы этих земель. Главными из них являются прослеженность выявленных структурных ловушек. При существующей плотности сейсмической сети остается высокая вероятность их незамкнутости. Проблемным моментом выглядит также отсутствие данных по выщелачиванию и отжиманию солей в апикальных частях антиформ, способных нарушить изолированность перспективных резервуаров [149].

В целом большинство этих проблем являются производными от непонимания характера формирования Енисейского кряжа. Нужно отметить, что единый сложный дуплекс, развитый по восточной периферии Енисейского кряжа между его осевой частью (часто совершенно незаслуженно именуемой Центрально-Ангарским террейном) и Приенисейской ВЗНГН, распадается на ряд отдельных структур в своей северной части. В них сочетаются как метаморфизованные толщи-фрагменты, так и осадочные венд-кембрийские интервалы чехла.

Наиболее показательным примером является, также часто ошибочно именуемый грабеном, Вороговский блок. Структура этих «грабен-метаморфитов» вероятно представляет собой, погружающиеся на восток, серийно пододвинутые друг под друга фрагменты единой гигантской зоны присдвигового сгруживания Енисейского кряжа. Часто эти структуры маркируются трапповыми интрузиями (см. Рисунок 4.63).

В этой связи, совершенно необъяснимым, с точки зрения современных представлений о природе Енисейского кряжа, выглядит достаточно уверенное прослеживание кровли вендских отложений по отражающему горизонту под закартированными геологической съемкой рифейскими метаморфическими образованиями (Рисунок 5.14). Учитывая непрерывность прослеживания отражающих горизонтов по профилю BKS139890 между профилями BKS106_30-106_91 и региональным профилем Чуньская – Лебяжинская, наиболее вероятной моделью, объясняющей такое странное структурное положение, представляется метаморфизация кембрийских горизонтов и неправильное определение их возраста. О высокой вероятности такого положения дел свидетельствуют палеонтологические находки, сделанные более 10 лет назад [103]. В связи с этим весьма вероятна намного более широкая представленность венд-кембрийских толщ среди метаморфизованных пород на юге и в центре восточной периферии Енисейского кряжа, где отдельные северные дуплексные структуры сгруживаются по поддвиговым зонам в единый метаморфизованный дуплекс.

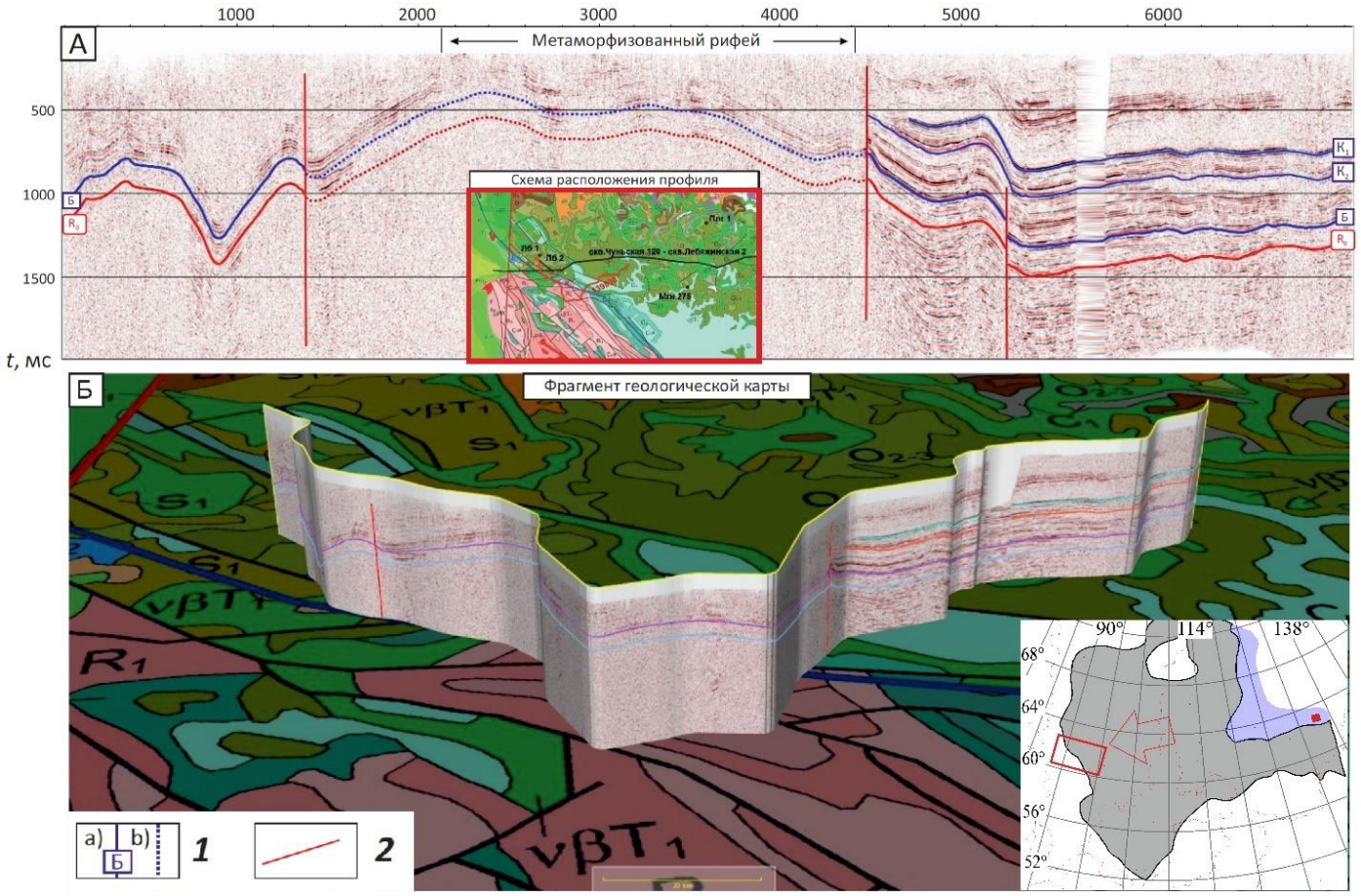


Рисунок 5.14 - Выходы «метаморфизованного рифея» над горизонтом Б (кровля венда). Север Енисейского кряжа

А — стратифицированный сейсмический разрез по профилю 139890 (Вельминская площадь), Б — фрагмент геологической карты.

1 — сейсмические ОГ и их индексы: а — уверенные, б — условные; 2 — предполагаемые тектонические нарушения; индексы сейсмических горизонтов: R0 — эрозионная подошва вендских отложений, Б — кровля вендских отложений, К2— кровля нижнебельской подсвиты (нижний кембрий), К1 — кровля бельской свиты (толбачанский горизонт нижнего кембрия)

На основании изложенного выше, вероятно, логичной выглядит необходимость не просто изучить сейсмическими исследованиями дислоцированную область осадочного чехла в северной части Енисейского кряжа перспективную на обнаружение скоплений углеводородов, но исследовать геодинамику этой сложной зоны. Это, во-первых, позволит дать более обоснованный прогноз структурных ловушек Приенисейской ВЗНГН. Во-вторых, этим будет совершено значительное продвижение в понимании геодинамической модели не только Енисейского кряжа, но и перспективной на нефть и газ всей западной периферии Сибирской платформы и Лено-Тунгусской НГП.

Таким образом, для изучения Северо-Енисейской площади предлагается выполнение сейсморазведочных исследований по взаимоувязанной сети профилей общей протяженностью не менее 800 пог. км (см. Рисунок 5.10, Объект №1). По результатам этих работ будет необходимо сделать выводы о необходимости глубокого или колонкового бурения.

Для уточнения перспектив и возможностей дальнейшего лицензирования всей Приенисейской ВЗНГН следует выполнить покрытие региональной сейсмической сетью территорию нераспределенного фонда недр между лицензионными участками Терский и Оленчиминский (см. Рисунок 5.10, Объект №2).

Иончиминская параметрическая скважина

Иончиминскую параметрическую скважину предлагается пробурить в пределах Чернореченской выявленной структуры в Байкитском районе Красноярского края в зоне сочленения Байкитской антеклизы, со структурами Енисейского кряжа. Целью бурения скважины является изучение геологического строения зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского кряжа, оценка перспектив нефтегазоносности ловушек Приенисейской ВЗНГН, в том числе, выявление возможных залежей нефти и газа в пределах Чернореченского объекта. Это позволит перевести Приенисейскую ВЗНГН в категорию зон нефтегазонакопления, что существенно повысит интерес к ней недропользователей.

Скважина проектируется в наиболее приподнятой части Чернореченской структурной ловушки, на линии сейсмического профиля 05.28.08 (Рисунок 5.15). Выбор этой точки связан с тем, что Чернореченская структура не только уверенно дешифрируется в подсолевых нефтегазоносных комплексах по материалам сейсмики, но и подтверждается геодинамическими реконструкциями и данными структурной геологической съемки. Глубина скважины составит 4100 м, выбрана она с учетом того, что согласно структурным построениям, выполненным специалистами ОАО "Енисейгеофизика" [10ф], подошва верхнерифейских, вероятно синрифтовых, чингасанских отложений будет вскрыта скважиной на отметке минус 3600 м.

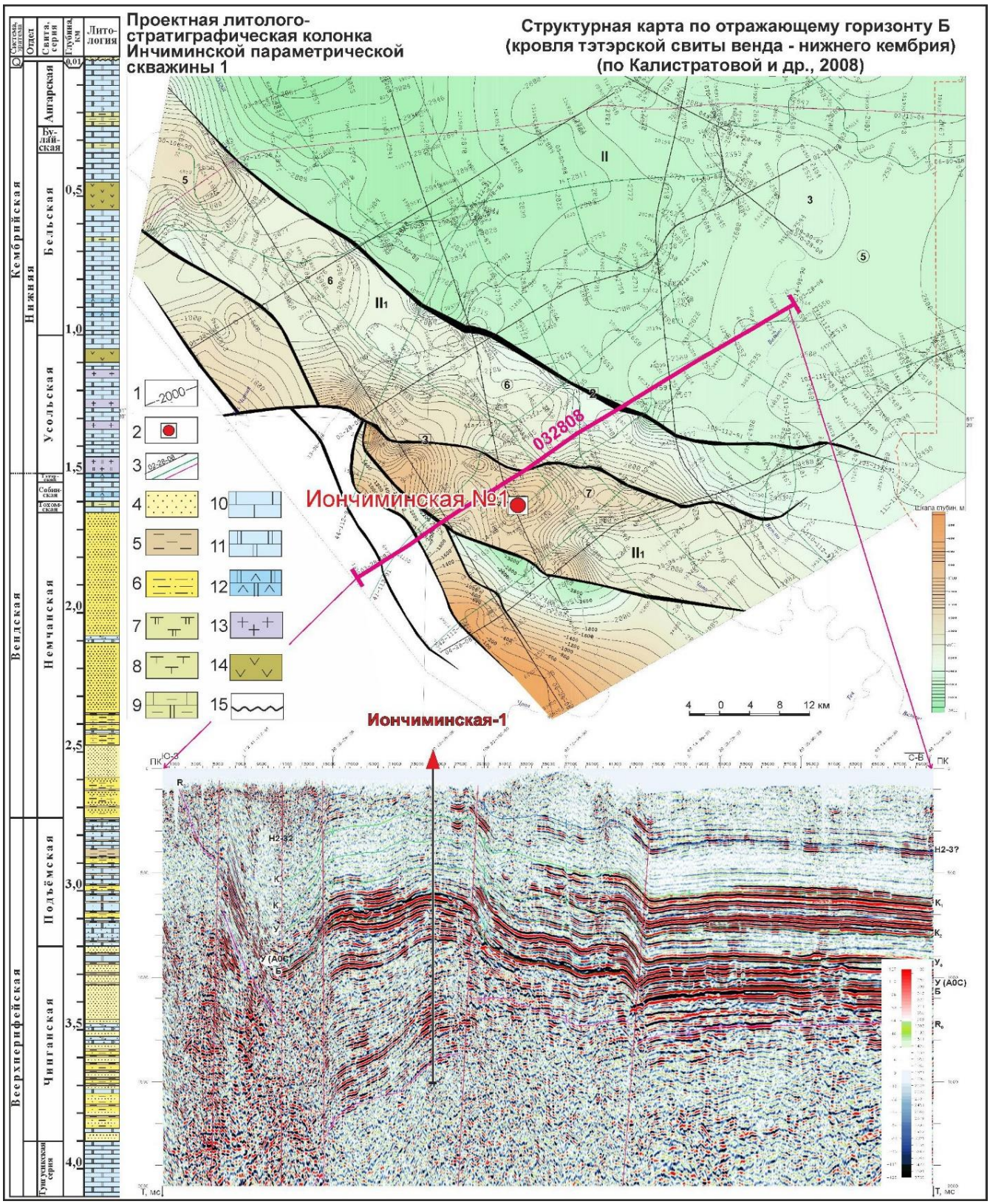


Рисунок 5.15 - Структурная карта, временной разрез и литолого-стратиграфическая колонка [10ф], обосновывающие бурение параметрической скважины Иончиминская 1

Условные обозначения к Рисунку 5.15. на след. стр.

Условные к карте:1-изогипсы кровли венда; 2-место заложения скважины Иончиминская 1; 3-сейсмические профили разных лет. **Условные к колонке:** 4-песчаник;5-аргиллит; 6-алевролит; 7-мергель доломитовый;8-мергель; 9-известняк (доломит)глинистый; 10-известняк; 11-доломит; 12-доломит ангидритовый; 13-соль (галит); 14-долерит; 15-стратиграфические несогласия.

С учетом альтитуды (300-400 м) глубина составит 3900-4000 м. Кровля венда будет вскрыта на глубинах 1500-1600 м. Согласно сейсмическим данным ниже отложений венда и чингасанской серии рифея залегает сейсмически "прозрачная" толща, которую, вероятно, можно рассматривать в качестве бесперспективного на обнаружение УВ основания неметаморфизованной части осадочного чехла.

5.3.4. Кютингдинская возможная зона нефтегазонакопления. Предверхоянская нефтегазовая система.

Наибольший интерес с точки зрения изучения перспектив нефтегазоносности территории исследований представляет Кютингдинская ВЗНГН. Как было отмечено выше, для Кютингдинского грабена, по большей части скрытого под мезозойским чехлом Предверхоянского прогиба, и, вероятно, имеющего приблизительные размеры 350х50 км, характерны мощное осадочное выполнение с весьма вероятными коллекторами, покрышками и нефтегазоматеринскими толщами, относительно спокойные структурные планы основных отражающих горизонтов и, судя по результатам сейсморазведочного профиля 140309, наличие большого количества разнотипных ловушек [143]. Оценки, выполненные по методу внешних аналогий [147], подтвердили высокие нефтегазовые перспективы этой зоны, установленные П.С. Пуком [51]. Однако для более точного прогноза нефтегазоносности требуется дополнить исследованность недостающими материалами сейсмических и буровых работ.

Поскольку среднепалеозойский, синрифтовый, девон-каменноугольный интервал разреза Кютингдинского грабена не представляется возможным изучить геологической съемкой, предлагается постановка параметрической скважины на профиле 140309. По своим задачам бурение параметрической скважины Кютингдинская-1 (неуточненное положение см. Рисунок 5.17, Объект Кт-1) может быть приравнено к проходке опорной скважины, поскольку ставит целью изучение осадочного чехла совершенно нового разреза, неизученной до этого масштабной структуры, перспективной на нефть и газ. До начала бурения скважины, в том числе с целью выбора места её заложения, предлагается в левобережной от р. Лена части покрыть Кютингдинскую ВЗНГН редкой региональной сетью профилей общей длиной около 800 погонных километров и плотностью исследований 0,08-0,1 км/км^2 (см. Рисунки 5.17 и 5.16, Объект №5) с целью изучения предрифтового и синрифтового интервалов разреза. Целевым назначением работ будет в первую очередь выбор места заложения параметрической скважины.

Для правобережной части, скрытой под чехлом Предверхоянского прогиба, где геологической съёмкой выявлены многочисленные антиклинальные структуры, предлагается выполнить сейсмические исследования на Сиктяхской площади с шагом между профилями около 10 км, общим объемом 1400 км с целью изучения пострифтового синеклизного яруса осадочного чехла, выявления антиклинальных ловушек и выбора места для параметрической скважины.

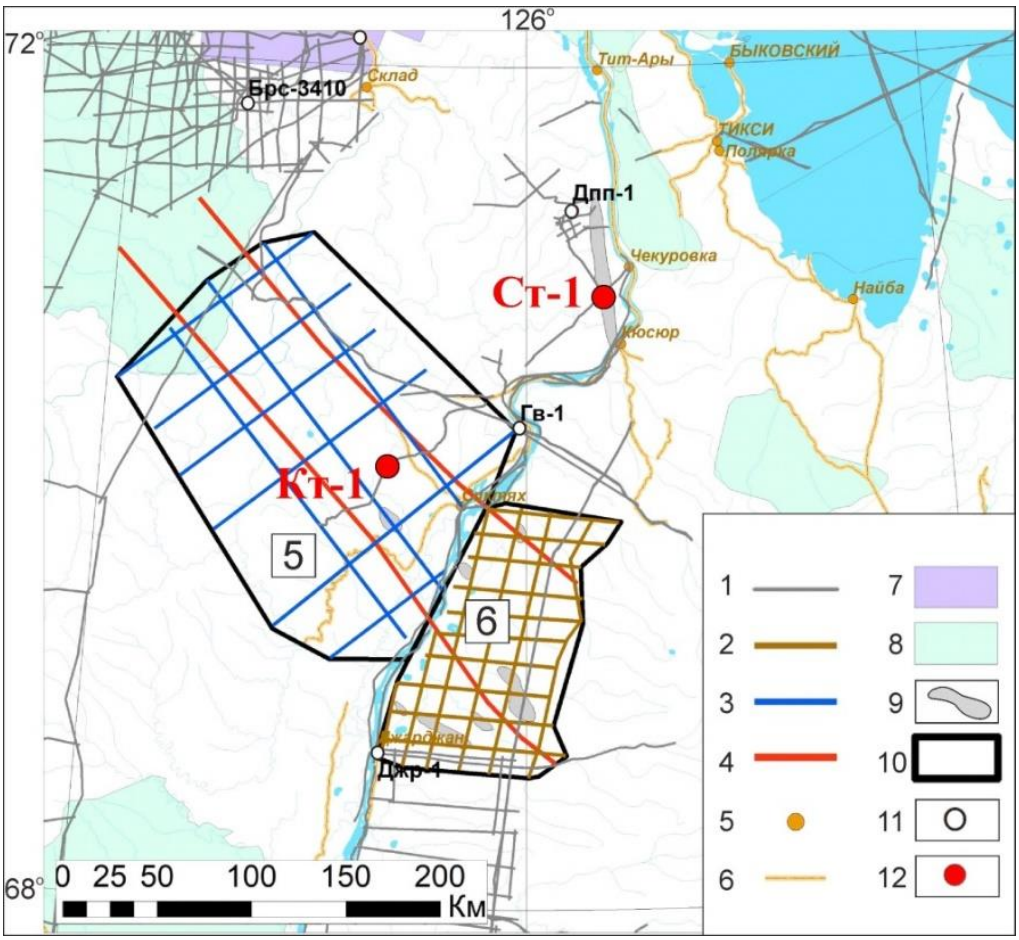


Рисунок 5.16 - Предложение по проведению региональных ГРР в северной части Предверхоянского прогиба и Кютингдинской ВЗНГН

1-архивные сейсмические профили; (2-3) новые профили площадей: 2-Сиктяхской; 3-Кютингдинской; 4-примерные границы Кютингдинского грабена; 5-населенные пункты; 6-дороги; 7-распределенные лицензии; 8-ООПТ; 9-выявленные структуры; 10-границы сейсмических площадей; 11-глубокие скважины; 12-предлагаемые скважины

Существуют работы, указывающие на преимущественно нефтяной характер залежей в пределах северной части Предверхоянского перикратонного прогиба. Вероятно, справедлива, в этой связи, точка зрения А.Ф.Сафронова, предполагавшего преимущественно нефтяное насыщение на севере Предверхоянья [201].

5.4. Нефтегазоперспективные зоны

5.4.1. Тынепская нефтегазоперспективная зона. Тынепская нефтегазовая система.

Тынепская НГПЗ совпадает с территорией одноименной нефтегазовой системы, описанной в соответствующей главе (см. раздел 4.3.2.5.). Территориально она соприкасается и частично совпадает с Моктаконской ЗНГН и Байкитской ВЗНГН. Однако, имеющиеся материалы позволяют сделать предположение о принадлежности последних к Приенисейской НГС. При этом эти три зоны имеют схожие проблемы, во многом требующие одинаковых решений. Главной из них является невозможность получения качественных сейсмических данных при использовании применяемых методик, а возможно и организации, сейсморазведочных исследований. Для этих зон имеются весьма низкокачественные сейсмические материалы. Объективные причины этого - в особенностях геологического разреза, таких как: изменяющиеся мощности солей, наличие большого количества трапповых интрузий, развитие триасовых существенно вулканогенных свит в ВЧР. Первоочередная задача – картирование подошвы оленчиминских солей до настоящего времени не решена с требуемым качеством результата. Кроме того, без сейсмических материалов требуемого уровня невозможно построить геологическую модель Тынепской НГС, что в свою очередь оставляет без ответа множество вопросов. В том числе, при таких условиях невозможно обоснованное проведение глубокого бурения. Показательным примером может являться бурение скважины Нижнеимбакская-219, когда на месте ожидавшегося нижнекембрийского рифа была вскрыта мощная трапповая интрузия. Необходимость бурения в пределах Тынепской нефтегазовой системы параметрической скважины не вызывает сомнения. Однако выбор места заложения скважины можно сделать лишь на основе интерпретации качественных сейсмических данных, что в свою очередь требует глубоких исследований по разработке сейсморазведочной методики. В связи с этим место заложения параметрической скважины Тынепская-215 на рисунке 5.17 показано условно.

5.4.2. Прианабарская нефтегазоперспективная зона. Куонамская нефтегазовая система.

В качестве Прианабарской нефтегазоперспективной зоны рассматривается практически вся территория предполагаемой Куонамской НГС (см. раздел 4.3.2.), в свою очередь, определяемая распространением куонамской нефтегазоматеринской свиты. Несмотря на то, что на этой территории в последние десятилетия были выполнены достаточно плотные сейсморазведочные исследования, выбраны места заложения и начаты бурением глубокие скважины, детального рассмотрения миграционно-аккумуляционных процессов в рамках

реконструкций НГС не проводилось. Это, вероятно, существенно снижает обоснованность проводимых в настоящее время исследований и существенно увеличивает риски. До настоящего времени для этой территории отсутствуют сейсмические материалы современного уровня, региональные сейсмические профили. Это, в свою очередь, не позволяет установить особенности строения осадочного чехла непосредственно определяющие аккумуляционно-генерационные процессы. Например, известны нефтепроявления на южных склонах Анабарского мегасвода, но привязать их к путям миграции, увязав с очагами генерации и возможными областями аккумуляции, без сейсмопрофилей невозможно. Первым шагом на этом пути должно стать покрытие южной части Анабарской антеклизы и прилегающих территорий редкой сетью региональных сейсмических профилей (см. Рисунок 5.1 Объект №9). По её результатом следует сгустить сейсморазведочную сеть. Интерпретация полученных материалов поможет дать прогноз на предмет существования ОНГГ, установить пути миграции УВ-флюидов, наметить области аккумуляции и дать возможность приступить к системному изучению ВЗНГН.

Проводимые в настоящее время подобные профильные исследования сталкиваются с трудностями, в первую очередь, организационно-инфраструктурного характера. Выставленный на конкурс в 2014-м году профиль между скважинами Чириндинская-271 - Ледянская-358 не нашёл исполнителя. Профиль между проектными скважинами Тынепская и Хантайская остался незакончен и выполнен лишь наполовину в своей южной части. На ближайшее время запланированы работы по продолжению этих профилей, и объекты внесены в Программу ГРР Роснедра.

Для привязки отражающих границ, установления скоростных зависимостей, геологических особенностей разреза предлагается пробурить скважину Хантайская-405. Вероятно, нефтегазопоисковые цели, которые ставились перед этой скважиной ранее, не совсем хорошо обоснованы, вследствие, в первую очередь, непроработанности указанных выше вопросов.

5.4.3. Кемпендяйская нефтегазоперспективная зона. Вилюйская нефтегазовая система.

В целом, Кемпендяйскую впадину (по факту грабен, рифт, грабен-рифт), вероятно, следует разделять на ВЗНГН, совпадающие с крупными положительными структурами, выделяемыми по подошве девонских солей. Этому способствует весьма высокая степень её геолого-геофизической изученности, множество научных работ, посвященных этой структуре. Однако незаслуженное исчезновение интереса к ней в последние двадцать лет привели, во-первых, к существенному устареванию имеющихся данных, во-вторых, к уходу специалистов глубоко знавших регион и являвшихся сторонниками его высоких нефтегазовых перспектив. В

настоящее время ушли из жизни Г.С. Фрадкин, А.Ф. Сафронов. Обобщающее исследование В.В. Гайдука на эту тему датируется 1988 годом [38]. Сегодня, даже просто оценка нефтегазовых перспектив этой территории, вызывает значительные трудности. Известная и широко цитируемая структурная карта по надсолевым верхнедевонским и нижнекаменнугольным отложениям [38] насчитывает более тридцати лет и не отличается высокой степенью детальности и геологичности. Несмотря на высокие оценки нефтегазового потенциала Кемпендяйской впадины, сделанные авторитетными исследователями, и государственную оценку начальных суммарных ресурсов, составляющую 1883,8 млн. т.н.э., геолого-разведочные работы здесь не ведутся и в ближайшее время не планируются. Несомненно, препятствует этому наличие особо охраняемых территорий, занимающих практически половину площади Кемпендяйской впадины. Тем не менее, несмотря на эту общую для всей Республики Саха (Якутия) проблему, следует рекомендовать постановку здесь новых сейсморазведочных исследований с целью получения современной геологической модели перспективной на нефть и газ территории (см. Рисунок 5.17 Объект №4).

5.5. Нефтегазоперспективные области

В качестве областей, степень общегеологической изученности которых позволяет отнести их к нефтегазоперспективным, в первую очередь, нужно выделить области развития погребенных верхнерифейских синрифтовых толщ. Как было показано в разделе 3.2.2.2, рифейские отложения довендского интервала осадочного чехла, вероятно, можно разделить на два структурных комплекса или структурных яруса. Первый из них, допозднерифейский, слагает в различной степени метаморфизованные и тектонически дислоцированные выполнения погребенных предгорных прогибов. Как и для современных предгорных прогибов, степень дислоцированности и метаморфизма увеличивается от приплатформенных, пассивных бортов к погребенным поднадвиговым зонам и далее до осевых частей погребенных похднерифейских складчатых областей, где под эрозионное структурное несогласие выходят все более и более древние толщи, метаморфизованные до самых высоких фаций.

Даже сами по себе такие погребенные прогибы могут быть объектами нефтегазопоисковых работ, но ещё более перспективными являются рифтогенные погребенные прогибы. Вероятно, венд-палеозойский осадочный чехол платформы во многих случаях можно рассматривать как пострифтовый, синеклизный структурный ярус осадочного чехла Сибирской платформы. Такая модель характерна для многих плитных обстановок в глобальном масштабе. В связи с приуроченностью основного объема исследований рифея к Юрубчено-Куюмбинской зоне нефтегазонакопления, неисследованным остается важнейший неметаморфизованный

синрифтовый, перспективный на нефть и газ комплекс пород. Для его изучения требуется выполнить значительные объемы сейсморазведки и бурения.

К категории нефтегазоперспективных земель можно было бы также отнести весьма мало изученные восточные Предъенисейские районы Западно-Сибирской плиты. По факту эти территории являются продолжением Сибирской платформы, ограничиваясь на западе погребенной складчатой областью каледонского возраста. В недавнем прошлом доюрское основание Западно-Сибирской плиты оценивалось отдельными учеными на предмет перспектив нефтегазоносности достаточно оптимистично [248]. Сегодня для масштабного оптимизма, вероятно, не осталось места. В то же время узкая полоса подсолевых вендских отложений шириной около 100 км, примыкающая через тектонически активную Приенисейскую зону разломов с запада к Сибирской платформе, до настоящего времени остается изученной только современными отдельными сейсмическими профилями и бурением не вскрыта. Ресурсные перспективы при этом пока не могут быть оценены достаточно высоко для выполнения всего комплекса работ, включая бурение. Вероятно, необходимо покрыть зону развития солей современной относительно плотной региональной сетью сейсмических профилей с шагом между профилями не менее 20 км, доведя плотность сейсморазведочной изученности до значений 0,1 км/км^2. Общий объем предлагаемых исследований оценивается цифрой 5000 пог.км сейсмических профилей (см. Рисунок 5.17, Объект №10). По результатам работ, в случае если будет обнаружена относительно крупная положительная структура по подошве солей, следует сгустить сеть исследований и подготовить в её пределах бурение параметрической скважины. Работы предлагается выполнить за счет государственного бюджета.

Последней территорией, требующей сейсмического изучения, является достаточно крупная и практически неизученная перспективная нефтегазовая система кайнозойских рифтогенных впадин озера Байкал. Нефтепроявления в его акватории известны давно и описаны в записках к геологическим картам различного масштаба. На нефтегазовые перспективы Байкала указывал в своей статье академик А.Э Конторович с соавторами [93]. Учитывая всю сложность и весьма щепетильный характер экологических проблем, нельзя ставить вопрос о промышленном освоении углеводородных ресурсов этой территории. Но исследование глубинного строения этой интересной во всех отношениях структуры имеет, в том числе, и фундаментальный научный интерес. Информация и знания о глубинном строении кайнозойских рифтов смогут в дальнейшем послужить основой для ресурсных оценок других структур Восточной Сибири и Забайкалья. Поэтому, вероятно, назрела необходимость изучить экологически безопасными сейсмическими методами глубинное строение осадочного чехла озера Байкал (см Рисунок 5.17, Объект №11).

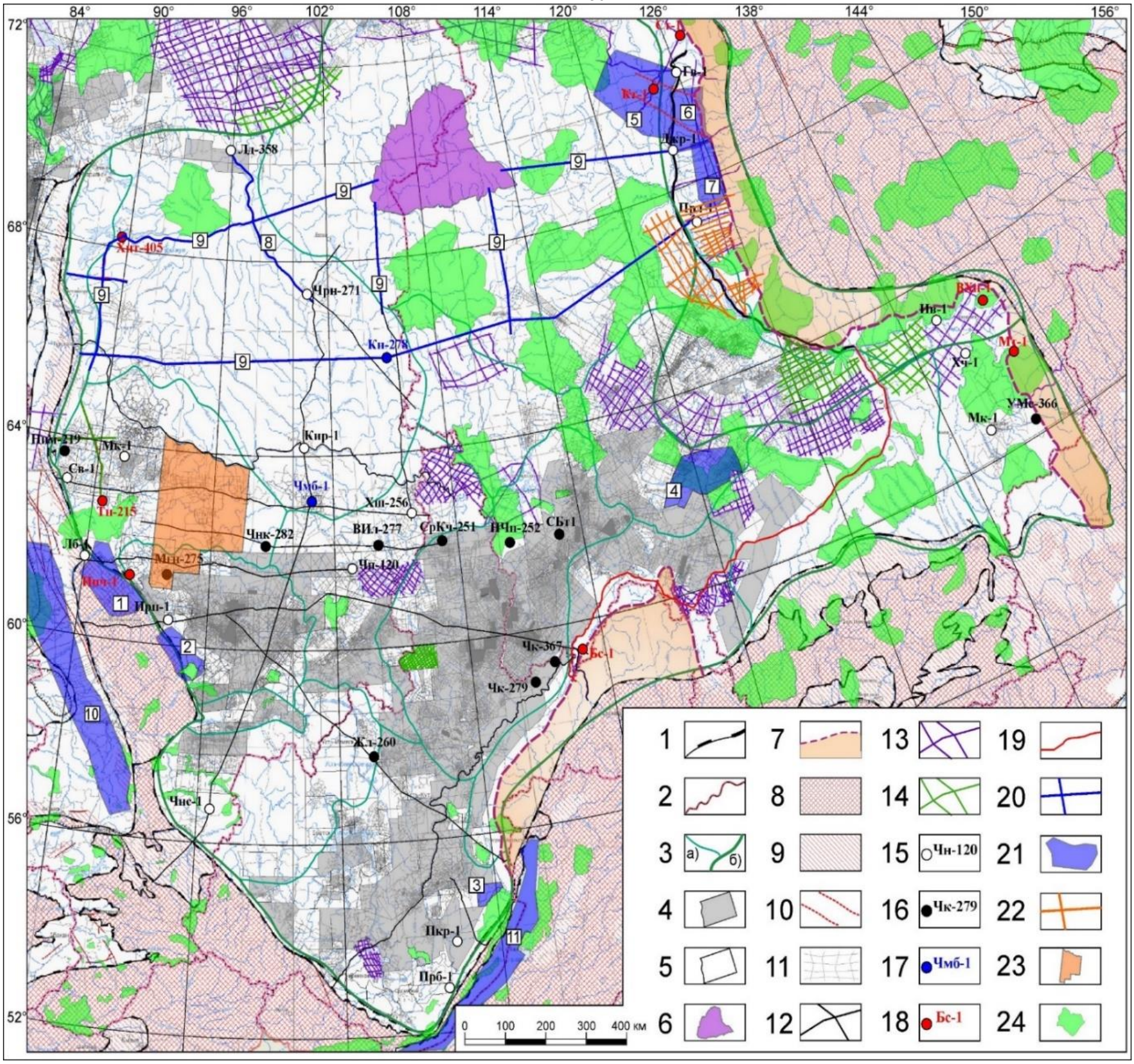


Рисунок 5.17 - Схема рекомендуемых объектов ГРР на территории Сибирской платформы

1-тектонические границы структур обрамления Сибирской платформы; 2-административные границы субъектов РФ; 3-границы НГО (а) и НГП (б); 4-участки недропользователей; 5-нераспределенные лицензии; 6-Анабарский щит; 7-складчатый чехол платформы; 8-кристаллические толщи обрамления и внутренних районов платформы; 9-структуры с чехлом малой мощности; 10-примерные границы Кютингдинского грабена; 11-сейсмические профили прошлых лет; 12-основные региональные сейсмические профили; 13-сейсмические профили, отработанные за последние семь лет; 14-сейсмические профили, отработанные за последний год; 15-основные скважины прошлых лет; 16-скважины, пробуренные за последние 15 лет; 17-скважины в бурении; 18-рекомендуемые скважины; 19-сейсмические профили выполняемые в 2021 году; 20-рекомендуемые региональные сейсмические профили; 21-рекомендуемые сейсморазведочные объекты; 22-выполняемые сейсморазведочные работы на востоке Сибирской платформы (2022-2024гг.), 23-выполняемый сейсмический объект на Байкитской площади (2021-2024гг.); 24-особо охраняемые природные территории (ООПТ)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам исследований, представленных в диссертации, показано, что существует необходимость ввода в стадийность геолого-разведочных работ понятия *Нефтегазовые системы*, в качестве результата первой стадии изучения, детализации строения осадочных бассейнов и объекта исследований второй стадии регионального этапа.

Другой важный вывод состоит в необходимости существенных уточнений геологических моделей строения различных частей осадочного бассейна Сибирской платформы, получаемых как итог общегеологических региональных исследований. Анализ существующих взглядов показывает несоответствие принятых геологических моделей фактическим данным и современной геодинамической теории. Частные тектонические проблемы не позволяют сформировать стройную геодинамическую модель и реконструировать события геологической истории.

Индуктивно для геодинамически аналогичных складчатых поясов различных частей Земного шара установлены общие черты строения – закономерно сочленяющиеся блоки, блоки-пластины, *nappes*. На основе анализа тектоники внутриплатформенных областей и структур обрамления в работе сделан вывод, что Сибирская платформа – жесткая структура с континентальным типом коры, окончательно сформированная в позднем рифее в результате последовательной аккреции более мелких кратонов вокруг основного континентального ядра. Её осадочный чехол характеризуется седиментационной взаимосвязью базальных преимущественно трансгрессивных вендских отложений. С юга, юго-востока и востока платформа обрамлена поясами складчатости палеозойского и мезозойского возрастов. На западе её периферия осложнена региональной Енисейской разломной зоной сдвиго-сжатия, имеющей правосторонний характер.

Самым древним, устанавливаемым по косвенным признакам событием, был или были, ранне-среднерифейский рифтогенез или рифтогенезы. В начале позднего рифея, вероятно, в конце позднерифейской эпохи тектогенеза сформировался складчатый пояс восток-северо-восточного простирания, совпадающий с Большепитско-Кислоканской зоной разломов.

В конце позднего рифея на основании выделения на сейсмических разрезах пологих осей синфазности между отражающими горизонтами R0 и R1, а также по результатам картирования мощных верхнерифей-вендских осадочных толщ устанавливаются признаки локального проявления рифтогенных процессов по всей территории Сибирской платформы. Ими сформированы слабо дислоцированные и неметаморфизованные отложения чингасанской, чапской серий и их аналогов, мощные верхнерифей-вендские толщи Предпатомского прогиба, вероятно, уйская серия Предсеттедабанья. Позднерифейский рифтогенез предопределил общее

прогибание Сибирской платформы и синеклизное накопление платформенных венд-нижнепалеозойских отложений до конца кембрия, местами до силура.

Такая история геологического развития довендского основания Сибирской платформы указывает на весьма низкую вероятность участия рифейских допозднерифейских нефтегазоматеринских отложений в процессах генерации УВ для существующих сегодня гигантских залежей Камовского свода. Вместе с тем, постпозднерифейские верхнерифейские толщи, из интервалов чингасанской и чапской серий, картируемых на Енисейском кряже, но уже существенно преобразованных в его пределах герцинским транспрессионным тектогенезом, могли принимать генерации УВ широкое участие. В мало изученных сегодня постпозднерифейских рифтогенных грабенах и полуграбенах западной части довендского основания платформы, возможно, сохранились как сами верхнерифейские НГМТ, так и связанные с ними залежи, сформированные в конце докембрия - начале палеозоя. Определенную роль в процессах нафтидогенеза современных промышленных скоплений могли играть среднерифейские толщи западного склона Непско-Ботуобинской антеклизы – западного борта Ангаро-Котуйского погребенного прогиба.

Установлено каледонское время тектогенеза Байкало-Патомской складчатой области. Тем самым приведены в соответствие известный и хорошо обоснованный, в том числе геологами-нефтяниками, возраст дислокаций венд-нижнекембрийских перспективных на нефть и газ осадочных толщ юго-восточной периферии Сибирской платформы с возрастом её складчатого обрамления. Понимание этих закономерностей позволило с новой степенью детальности сформулировать строение Предпатомской нефтегазовой системы, в настоящее время главной промышленной НГС для Сибирской платформы.

Анализ сейсмических материалов, данных бурения, анализов абсолютного возраста бластомилонитовых толщ, структурные полевые наблюдения указывают на практическую безальтернативность герцинского пермо-триасового транспрессионного генезиса складчато-глыбовых структур запада Сибирской платформы, в том числе Енисейского кряжа. Таким образом, Приенисейская латеральная нефтегазовая система, в пределах которой, вероятно, в восточном направлении осуществлялась миграция УВ, генерированных верхнедокембрийским ОВ оказалась существенно нарушенной. От разрушения сохранились хорошо изолированные нижнекембрийскими солями гигантские залежи нефтяной зоны области аккумуляции. Газовая зона и ловушки на путях миграции были существенно переформированы, по большей части уничтожены. Кроме того, сдвиговые движения по Приенисейской разломной зоне сформировали связанную с ней сеть проникающих в тело платформы преимущественно сдвиговых структур, таких как Кулино-Бахтинская разломная зона, Сурингдаконский, Ангаро-Алымджинский

разломы и многие другие. С этой системой разломов связаны многочисленные структурные ловушки, контролирующие нефтегазовые залежи на западе Лено-Тунгусской НГП.

На современной восточной окраине Сибирской платформе в девоне начался обширный рифтогенез. В его результате была сформирована Вилюйская рифтогенная система, фрагментами которой являются Кютингдинский, Кемпендяйский и невскрытый Вилюйский грабены. Рифтогенная стадия развития земной коры завершилась к середине карбона, когда над среднепалеозойскими замершими рифтами и на месте раскрытия рифтов началось формирование синеклизного интервала осадочного чехла платформы и осадочных комплексов её пассивной континентальной окраины. После коллизионного закрытия восточного палеоокеана на востоке платформы сформировался Верхоянский складчатый пояс, вдвинутый в мощный осадочный чехол Предверхоянского перикратонного прогиба. Вероятно, только в пределах этого прогиба куонамско-иниканская черносланцевая формация, единственная изученная выдержанная масштабная нефтегазоматеринская толща находится в условиях, позволяющих связывать с ней перспективы обнаружения масштабных скоплений нефти и газа. Её лоскутное, вследствие предрифтогенного размыва, распространение позволяет уже на раннем этапе прогноза обоснованно диверсифицировать направления ГРР в рамках Предверхоянской нефтегазовой системы.

Такая история геодинамического развития Сибирской платформы предопределила формирование единого гетерогенного осадочного бассейна в результате функционирования различных по размерам, характеру и времени существования бассейнов седиментации. Показано, что существенно отличающиеся трактовки понятия *осадочного бассейна* и термина *бассейны седиментации*, принципиально отличны, несут различную смысловую нагрузку и имеют разный потенциал и функционал использования. В качестве объекта исследований регионального этапа предложено использовать термин *осадочный бассейн*. Однако дальнейшие детальные исследования осадочных бассейнов должны включать анализ *бассейнов седиментации.*

На территории Сибирской платформы в докембрии осадконакопление происходило в пределах Учуро-Майского пассивноокраинного, Приенисейского пассивноокраинного, Приенисейского позднерифейского рифтогенного, Приенисейского позднерифейского пассивноокраинного, Байкало-Патомского позднерифейского рифтогенного бассейнов седиментации. В венде отдельные пассивноокраинные, возможно, рифтогенные внутриплатформенные бассейны в результате масштабной трансгрессии соединились во внутриплатформенный Сибирский бассейн седиментации. В конце кембрия, ордовике и силуре этот бассейн проходил через сменяющиеся регрессивно-трансгрессивные фазы на общем фоне регрессивной деградации, что в итоге привело к формированию в начале-середине девона крупной суши – Ангариды, занимавшей большую часть современной Сибирской платформы.

Приблизительно в это же время на фоне масштабного воздымания и резко активизировавшегося основного и ультраосновного внутриплитного магматизма на современном востоке платформы началось заложение Вилюйской рифтогенной системы, сформировавшей сначала Вилюйский внутриплатформенный рифтогенный, а затем и Верхоянский шельфовый пассивноокраинный бассейны седиментации. Верхоянский бассейн просуществовал в стадии активного морского осадконакопления до конца юрского периода, когда коллизионное причленение ряда террейнов создало Верхоянский складчатый пояс. В его предгорной области продолжал и продолжает функционировать предгорный бассейн, преимущественно молассовой направленности, но его седиментогенез в настоящее время не играет важной роли, в основном определяя литостатической воздействие на нефтегазовые системы востока Сибири.

Осадочный бассейн Сибирской платформы является нефтегазоносным, вмещая крупные и гигантские месторождения углеводородов. Промышленная нефтегазоносность, в свою очередь, предполагает наличие продуктивных нефтегазовых систем (НГС, petroleum systems). Все известные НГС могут быть сопоставлены на основе трех базовых критериев: генерационного потенциала, характера, механизма миграции и условий сохранности, степени изолированности системы. Для относительно хорошо исследованных областей аккумуляции НГС эти факторы могут быть детализированы.

Таким образом, для областей аккумуляции двух главных промышленных НГС Лено-Тунгусской НГП, Предпатомской и Приенисейской выделены шесть критериев.

В их числе обеспечивающие высокую степень изолированности: стратиграфический фактор (масштабы осадочных толщ); наличие и конфигурация галогенного комплекса нижнего-среднего кембрия; отсутствие масштабного влияния магматических процессов.

Определяющие особенности латеральной (в первую очередь) и вертикальной миграций: площадное распределение коллекторских свойств (резервуары); региональный структурный план, наличие локальных структур, вертикальных и наклонных разломов.

В наименьшей степени исследована группа геохимических критериев, отвечающих за потенциал генерационных очагов. При существующем характере изученности, при наличии многочисленных залежей, этот вопрос, не имея определяющего значения, сильно затрудняет региональный прогноз. Особенно это важно для запада платформы.

В основе генерационного потенциала любой нефтегазовой системы явно или скрыто лежат геохимические свойства, история эволюции и условия залегания материнских пород, богатых автохтонным неокисленным органическим веществом осадочных образований. В осадочном чехле Сибирской платформы в качестве таких образований выделяются в различной степени исследованные свиты и толщи: нижне-среднерифейские усть-ильинская, мадринская, аянская и малгинская, верхнерифейская ирэмекенская; вендские – оскобинская, тинновская,

сералахская; нижне-среднекембрийские – иниканская, куонамская, шумнинская и пайдугинская, нижнесилурийская – граптолитовая. Возможно, высоким потенциалом на востоке обладают мощные толщи верхоянского комплекса, содержащие преимущественно гумусовое, в меньшей степени смешанное органическое вещество. Среди них наилучшими материнскими свойствами характеризуются глинистые слои верхней перми и тоарского яруса нижней юры.

В пределах бассейнов седиментации существовали обстановки осадконакопления, в том числе, благоприятствующие формированию очагов нефтегазовой генерации и образованию на их основе нефтегазовых систем. В настоящее время значительные части НГС сильно преобразованы или полностью уничтожены процессами тектогенеза и метаморфизма. Основные черты строения существующих сегодня продуктивных и перспективных нефтегазовых систем Сибирской платформы во многом определяются событиями реконструированной геодинамической истории.

Главную роль в формировании интервала осадочного чехла, вмещающего важнейшие нефтегазовые системы с крупнейшими месторождениями нефти и газа, играл позднерифей-среднепалеозойский внутриплатформенный Сибирский бассейн седиментации, с рифея по ордовик переходивший на современной западной и юго-восточной периферии в пассивноокраинные бассейны. Вероятно, в пределах последних в позднем рифее и венде и были сформированы генерировавшие основной объем промышленных УВ черносланцевые толщи. В результате непрерывно продолжавшегося осадконакопления к началу палеозоя эти отложения, оказавшись в пределах окон нефте- и газообразования, обеспечили масштабные генерации углеводородов. Нефть и газ мигрировали по подсолевым, проницаемым, преимущественно терригенным горизонтам венда и накапливались в наиболее приподнятых областях сегодняшних Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. Впервые детализированы пути миграции из Байкало-Патомского очага сначала в литологически экранированные ловушки терригенного венда, затем в карбонатный коллектор преображенского пласта, и далее по трещиноватым зонам в юряхские и усть-кутские продуктивные горизонты. Выше масштабная миграция осуществлялась лишь до экрана верхнеусольских солей и их аналогов, в зонах отсутствия нижнеусольских (подосинских) солей или в локальных окнах, связанных с особенностями Усольского силла по типу Ичединской ЗНГН.

В конце раннего - начале среднего кембрия на севере, востоке и северо-востоке Сибирской платформы в восстановительных обстановках были сформированы богатые органическим веществом толщи иниканской, куонамской свит и их аналогов. В северо-западной части эти отложения уже к середине палеозоя оказались в главном окне нефтеобразования и реализовали свой генерационный потенциал. Сформированные залежи на фоне высокой степени открытости недр и, особенно, с учетом пермо-триасового внутриплатформенного тектогенеза, были интенсивно переформированы, в большой степени практически полностью разрушены.

Отдельные скопления УВ могли сохраниться в пределах локальных надежно изолированных участков.

В восточной и северо-восточной частях кембрийские черносланцевые толщи испытали существенное погружение лишь к середине мезозоя. Здесь, в Предверхоянье не проявилось разрушительное действие западных герцинских транспрессионных событий. Надвиговые процессы мезозойской складчатости во фронте форландовой её части также значимо не затронули автохтонные очаги генерации, активно проявившись выше по разрезу и дальше в глубину на восток. В пределах широтной и меридиональной ветвей Предверхоянского прогиба имеются весьма высокие перспективы для сохранения масштабных залежей углеводородов, генерированных кембрийскими толщами.

Значительным нефтегазогенерационным потенциалом обладают мезозойские, в первую очередь пермские, породы Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба, преимущественно гумусового генезиса.

Анализ современной геологии и нефтегазоносности осадочных толщ позволяет выделить восемь в различной степени проявленных нефтегазовых систем: 1) рифейская востока платформы – Алдано-Майская; 2) верхнерифей-нижнепалеозойская юго-востока – Предпатомская; 3) верхнерифей-нижнепалеозойская запада - Приенисейская; 4) возможно, верхнерифей-нижнепалеозойская внутриплатформенная - Катангская; 5) кембрий-мезозойская северо-востока – Предверхоянская; 6) кембрий-палеозойская севера – Куонамская; 7) среднекембрий-палеозойская Тынепского фациального района – Тынепская; 8) палеозой-мезозойская востока - Вилюйская. Первая из них реализовала свой потенциал в докембрии и в настоящее время, вероятно, бесперспективна. Катангская, Куонамская, Тынепская и Вилюйская нефтегазовые системы являются недоизученными в отношении основных вопросов миграции, аккумуляции и сохранности.

Зоны нефтегазонакопления и ВЗНГН, трёх главных НГС представляют собой перспективные объекты регионального этапа ГРР на нефть и газ. Наиболее богатыми и изученными являются зоны нефтегазонакопления Приенисейской и Предпатомской НГС. Всего для этих систем выделено 20 зон нефтегазонакопления, объединяющие нефтегазовых 196 залежей УВ. Основными критериями и закономерностями, определившими формирование систем ловушек, являются детализированные для областей аккумуляции НГС критерии.

На основе анализа особенностей выделенных зон нефтегазонакопления, критериев нефтегазоносности намечены перспективные направления наращивания минерально-сырьевой базы нефти и газа в Восточной Сибири, сделаны рекомендации по постановке геолого-разведочных работ. В качестве первоочередных рассматриваются недоизученные зоны

нефтегазонакопления и новые ВЗНГН, нефтегазоперспективные зоны преимущественно в областях аккумуляции, в меньшей степени на путях миграции выделенных нефтегазовых систем.

Для Предпатомской нефтегазовой системы первоочередной задачей является исследование основных резервуаров, в том числе, транзитных проницаемых толщ терригенного венда. В этом направлении особо стоит выделить перспективные земли таких зон нефтегазонакопления как Непская и Марковская, на участках между ярактинско-дулисьминской группой месторождений и Непским сводом. В случае Непской ЗНГН главными перспективными объектами является группа базальных пластов терригенного венда. Для Марковской ЗНГН и, возможно, далее на юг высокими перспективами обладает уровень терригенного продуктивного горизонта B_5.

Изучение карбонатных коллекторов ловушек Пилюдинской ЗНГН должно осуществляться в комплексе с опробованием терригенных вендских пластов, с целью поиска литологически экранированных залежей. Особенно это актуально под экраном торсальских солей.

Постановка государственных региональных геолого-разведочных работ в Моктаконской непромышленной ЗНГН в настоящее время существенно затруднена отсутствием сейсморазведочных методик, позволяющих получать качественный сейсмический материал. Без решения этого вопроса продолжение ГРР в её пределах весьма проблематично. Для изучения этой зоны необходимо решить задачи опытно-конструкторского характера. Эта же проблема получения качественных временных разрезов не позволяет продвинуться в изучении Приенисейского верхнерифейского синрифтового комплекса, перспективного на предмет обнаружения как НГМТ, так и ловушек УВ.

Байкитская ВЗНГН должна быть изучена сейсмическими работами с целью прогноза наличия на этой территории выступов фундамента и залежей в подсолевом карбонатном венде над ними по аналогии с залежами Чонско-Ерёминской ЗНГН. Для Байкитской ВЗНГН также актуален вопрос отсутствия качественных сейсмических разрезов.

В Байкало-Патомской ВЗНГН, расположенной на продолжении Непской и Пилюдинской ЗНГН к юго-востоку в пределы Предпатомского прогиба и в прибайкальской части Ангаро-Ленской НГО, в бессолевой выщелоченной части разреза перспективны, в первую очередь на газ, новые для отечественной геологоразведки поисковые объекты – пластические дуплексы или машвэды в комплексе с опробованием терригенных вендских пластов, с целью поиска литологически экранированных залежей.

В Предверхоянской зоне нефтегазонакопления, территориально принадлежащей Лено-Вилюйской НГП, сейсморазведочными работами в последние годы выявлен ряд валообразных структур перспективных для открытия нефтегазовых залежей. Здесь предлагается пробурить

параметрические скважины: Сетасскую - на севере, Восточно-Хандыгскую и Мутулинскую - в юго-восточной части ЗНГН. Кроме того, обоснованы сейсмические исследования общим объемом 800 км на Оручанской площади для получения структурных планов перспективного на нефть и газ района Предверхоянской НГО.

ВЗНГН Приенисейской нефтегазовой системы, существенно переформированные пермо-триасовыми тектоническими событиями, могут сохранять значительные по объемам запасов залежи УВ в подсолевых комплексах. В этом направлении весьма перспективным является дальнейшее сейсмическое изучение сочленения востока Енисейского кряжа с осадочным чехлом платформы. Уже выявленные в этом районе структуры могут стать объектами изучения параметрическим бурением, с целью оценки перспектив нефтегазоносности всей Приенисейской ВЗНГН.

Важными и достаточно крупными объектами для постановки ГРР являются Кемпендяйская впадина и Кютингдинский грабен, структуры Вилюйской рифтогенной системы. Необходимо покрыть Кютингдинский грабен региональной сетью профилей с целью построения структурных карт основных отражающих горизонтов и выбора места для заложения параметрической (по факту опорной) скважины Кютингдинская-1

На продолжении Кютингдинского грабена под синеклизным пострифтовым ярусом, сложенным верхоянским комплексом, предлагается постановка сейсмических исследований на Сиктяхской площади с целью изучения глубинного строения закартированных геологической съемкой по верхним горизонтам чехла антиклинальных структур (Сиктяхская, Усункинская, Бегеняхская и другие).

Гигантская Куонамская нефтегазоперспективная область, расположенная в северной части платформы, обусловлена распространением НГМТ куонамской черносланцевой свиты. На этой территории обосновано наличие куонамской нефтегазовой системы, перспективы которой весьма высоко оцениваются в настоящее время. Эта территория слабо изучена сейсмическими исследованиями и глубоким бурением. Предлагается последовательное изучение её с помощью сети редких региональных сейсмических профилей. В первую очередь необходимо закончить работы по профилю «Тынепская –Хантайская» и выполнить работы по профилю «Чириндинская-Ледянская».

Таким образом, по результатам выполненных исследований в работе выделены, сформулированы и рассмотрены основные проблемные моменты геолого-разведочных исследований на нефть и газ, выполняемых на территории Восточной Сибири, рекомендованы новые перспективные направления региональных ГРР.

Вместе с тем остались нерешенными многочисленные вопросы, составляющие масштабный задел для дальнейших исследований. В качестве основных направлений можно

выделить необходимость целенаправленного анализа вторичных изменений коллекторов платформенных структур. Отсутствие этих знаний не позволило до сих получить положительные результаты при опоисковании одной из крупнейших подсолевых валообразных структур Ангарской зоны складок, Берямбинской антиформы.

Многообещающим направлением являются исследования коллекторов преображенского пласта, в которых сосредоточены гигантские геологические запасы нефти на огромной площади. Наиболее обоснованным представляется изучение возможности использования данных петрофизических (ФЕС) лабораторных исследований в комплексе с реконструкциями полей напряжений, сформировавших современную тектоническую модель катангской свиты. Должны быть рассмотрены возможности применения трехмерных сейсмических исследований, результаты которых могут быть интерпретированы в тесной связи с тектонофизическим моделированием.

Перспективным и практически неисследованным вопросом является оценка промышленной значимости гигантских преимущественно газовых ресурсов пластических дуплексов - машвэдов, развитых по периферии платформы.

Важнейшим направлением должны стать углубленные детализирующие исследования элементов НГС, выделенных в представленной работе, но пока не исследованных глубоко. Остро необходимо критическое изучение генезиса черносланцевых толщ в складчатых областях и погребенных рифейских синформах.

Возможно, в дальнейшем будут выделены и доказаны другие нефтегазовые системы, на основе иных взглядов на геодинамическое развитие Сибирской платформы. В любом случае, предложенный комплекс геохимических и плитотектонических исследований представляется в настоящее время единственно научно обоснованным направлением дальнейшего геологического изучения нефтегазовых перспектив Сибирской платформы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АТЗ – аномалия типа залежь

ВАК – Высшая аттестационная комиссия

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам

ГРР - геолого-разведочные работы

ГФН – главная фаза нефтеобразования

ЗНГН – зона нефтегазонакопления

ВЗНГН – возможная зона нефтегазонакопления

ВЧР – верхняя часть разреза

МСБ – минерально-сырьевая база

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

МТЗ - магнито-теллурическое зондиронивание

НГК – нефтегазоносный комплекс

НГМТ – нефтегазоматеоинские толщи

НГМП – нефтегазоматеринские породы

НГО – нефтегазооноснаяая область

НГП – нефтегазоносная провинция

НГС – нефтегазовая система

НСР - начальные суммарные ресурсы

ОВ – органическое вещество

ОГ – отражающий горизонт

ОНГГ – очаг нефтегазовой генерации

РОВ – рассеянное органическое вещество

ПГО – производственное геофизическое объединение

СНГР - самостоятельный нефтегазоносный район

$С_{орг}$ – органический углерод

т.н.э. – тонны в нефтяном эквиваленте

ТСЗ – точечные сейсмические зондирования

УВ - углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

HIZ - hot internal zone, горячая внутренняя зона

UHP - ultra high pressure, сверхвысоких давлений

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, И. И. Геодинамические реконструкции: методическое пособие для региональных геологических исследований / И. И. Абрамович [и др.]; гл. ред. В. А. Унксов. — Ленинград : Недра. Ленингр. отд-ние, 1989. — 156 с.

2. Александров, В. К. Надвиговые и шарьяжные структуры Прибайкалья / В. К. Александров. — Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1990. — 184 с.

3. Алексеев, А. С. Геоисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов / А. С. Алексеев, Е. Ю. Барабошкин, С. Н. Болотов [и др.]. — Москва : ЦРГЦ, 1999. — 248 с.

4. Англо-русский русско-английский энциклопедический словарь терминов разведочной и промысловой геофизики / сост. Петраш-Воган. — Москва : Albion Woods, 1997. — 412 с.

5. Анциферов, А. С. Непско-Ботуобинская антеклиза — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, В. Н. Воробьев [и др.]. — Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986. — 176 с.

6. Архангельский, А. Д. Где и как искать нефтеносные области в СССР / А. Д. Архангельский // Нефтяное хозяйство. — 1929. — № 6. — С. 12–18.

7. Афанасенков, А. П. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена / А. П. Афанасенков, А. М. Никишин, А. В. Унгер [и др.] // Геотектоника. — 2005. — № 2. — С. 23–42.

8. Баженова, О. К. Геология и геохимия нефти и газа: учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; под ред. Б. А. Соколова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва, 2004. — 384 с.

9. Баженова Т.К. Исследование онтогенеза углеводородных систем как основа реального прогноза нефте- и газоносности осадочных бассейнов / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2007. — Т. 2. — № 3. — С. 1–15. — DOI: 10.15373/2078-3183-2007-2-3-1-15.

10. Баженова, Т. К. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова. — Москва : ВНИГНИ, 2014. — 224 с.

11. Бакиров, А. А. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа : учебник для вузов : в 2 кн. / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, Г. А. Габриэлянц [и др.] ; под ред. Э. А. Бакирова, В. Ю. Керимова. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва : Издательский дом «Недра», 2012. — Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. — 412 с.

12. Башарин А. К. Тектоническая история Енисей-Байкитского региона / А. К. Башарин, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович // Геология и геофизика. — 1996. — Т. 37, № 4. — С. 23–42.

13. Беличенко В. Г. Каледониды Байкальской горной области / В. Г. Беличенко. — Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. — 256 с.

14. Беляев С. Ю. Современная структура, история формирования и нефтегазоносность зоны сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты / С. Ю. Беляев, А. К. Башарин // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42, № 11. — С. 1543–1556.

15. Борисенко А. С. Пермотриасовое оруденение Азии и его связь с проявлением плюмового магматизма / А. С. Борисенко, В. И. Сотников, А. Э. Изок [и др.] // Геология и геофизика. — 2006. — Т. 47, № 1. — С. 166–182.

16. Борисяк А. А. Геологический очерк Сибири / А. А. Борисяк. — Москва : Книга по Требованию, 2016. — 150 с.

17. Борукаев Ч. Б. Словарь-справочник по современной тектонической терминологии / Ч. Б. Борукаев. — Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГГМ, 1999. — 188 с. — (Труды ОИГГМ СО РАН; вып. 840).

18. Брод И. О. Основы геологии нефти и газа / И. О. Брод, Н. А. Еременко. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Изд-во Моск. ун-та, 1953. — 339 с.

19. Брод И. О. Залежи нефти и газа / И. О. Брод. — Москва; Ленинград : Гостоптехиздат, 1951. — 264 с.

20. Будников И. В. Модель формирования верхнепалеозойских отложений востока Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / И. В. Будников, В. С. Гриненко, А. Г. Клец [и др.] // Отечественная геология. — 2003. — № 6. — С. 45–52.

21. Будников И. В. Обоснование корреляции морских и континентальных отложений Сибири на основе анализа закономерностей седиментогенеза осадочных толщ / И. В. Будников // Формационный анализ в геологических исследованиях. — Томск : Томский гос. ун-т, 2002. — С. 87–94.

22. Будников И. В. Принципы и результаты изучения цикличности осадконакопления верхнепалеозойских отложений Верхоянского палеобассейна / И. В. Будников // Теоретические и методологические вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. — Новосибирск : Наука, 1988. — С. 45–58.

23. Будяк А. Е. Предыстория формирования золотой минерализации в пределах Южной окраины Сибирского кратона в протерозойский период / А. Е. Будяк, А. В. Паршин // Геологические процессы в обстановках субдукции, коллизии и скольжения литосферных плит: материалы Третьей Всерос. конф. с междунар. участием (Владивосток, 20–23 сент. 2016 г.). — Владивосток : Дальнаука, 2016. — С. 112–118.

24. Булгатов А. Н. Тектонотип байкалид / А. Н. Булгатов. — Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1983. — 168 с.

25. Буслов М. М. Геодинамическая природа Байкальской рифтовой зоны и её осадочного выполнения в мел-кайнозойское время / М. М. Буслов // Геология и геофизика. — 2012. — Т. 53, № 9. — С. 1234–1251.

26. Буслов М. М. Тектоника и геодинамика Центрально-Азиатского складчатого пояса: роль позднепалеозойских крупноамплитудных сдвигов / М. М. Буслов // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52, № 1. — С. 78–95.

27. Варламов А. И. Методология, методика, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. И. Варламов, П. Н. Мельников, А. С. Ефимов [и др.] // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 21–68.

28. Варламов А. И. Прогнозирование новых зон нефтегазонакопления в юго-западной части Сибирской платформы / А. И. Варламов, В. Н. Ларкин, Е. А. Копилевич [и др.] // Геология нефти и газа. — 2013. — № 1. — С. 15–28.

29. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н. Б. Вассоевич // Известия АН СССР. Серия геологическая. — 1967. — № 11. — С. 3–18.

30. Вассоевич Н. Б. К проблеме нефтегазообразования в докембрийских отложениях / Н. Б. Вассоевич, А. Н. Гусева, К. И. Тараненко // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. — Москва : Наука, 1973. — С. 89–102.

31. Верниковский В. А. Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические и палеомагнитные данные / В. А. Верниковский, А. Ю. Казанский, Н. Ю. Матушкин [и др.] // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 4. — С. 412–435.

32. Верниковский В. А. Неопротерозойская тектоническая структура Енисейского кряжа и формирование западной окраины Сибирского кратона на основе новых геологических, палеомагнитных и геохронологических данных / В. А. Верниковский, Д. В. Метелкин, А. Е. Верниковская [и др.] // Геология и геофизика. — 2016. — Т. 57, № 1. — С. 156–178.

33. Веселовский Р. В. Новые палеомагнитные данные по пермо-триасовым траппам Сибири и проблема недипольности геомагнитного поля на границе палеозоя и мезозоя / Р. В. Веселовский, В. Э. Павлов // Russian Journal of Earth Sciences. — 2006. — Vol. 8, No. 1. — P. 1–15.

34. Вотинцев А. Н. Нефтегазоносность фундамента Сибирской платформы в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы / А. Н. Вотинцев, Н. Б. Красильникова // Геология нефти и газа. — 2019. — № 2. — С. 34–47.

35. Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ : приложение 1 к приказу Минприроды России № 126 от 07.02.2001 г. — Москва : Минприроды России, 2001. — 45 с.

36. Высоцкий Б. П. Проблемы истории и методологии геологических наук / Б. П. Высоцкий. — Москва : Недра, 1977. — 224 с.

37. Высоцкий И. В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран : учеб. для вузов / И. В. Высоцкий, В. И. Высоцкий, В. Б. Оленин. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Недра, 1990. — 368 с.

38. Гайдук В. В. Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система / В. В. Гайдук. — Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988. — 186 с.

39. Гайдук В. В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов / В. В. Гайдук, А. В. Прокопьев. — Новосибирск: Наука, 1999. — 160 с.

40. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист N-47 (Нижнеудинск). Серия Ангаро-Ленская / сост. ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГУНПГП «Иркутскгеофизика»; ред. Е. П. Миронюк, В. В. Перфильев, В. Е. Руденко. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2011.

41. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист N-48 (Иркутск). Серия Ангаро-Ленская / сост. ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГУНПГП «Иркутскгеофизика»; ред. Е. П. Миронюк. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2006.

42. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист O-47 (Братск). Серия Ангаро-Енисейская / сост. ОАО «Красноярскгеолсъемка», ФГБУ «ВСЕГЕИ»; ред. Ю. С. Глухов. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2010.

43. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист O-49 (Киренск). Серия Алдано-Забайкальская / сост. ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГУНПГП «Иркутскгеофизика»; ред. Г. Л. Митрофанов. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2010.

44. Гладкочуб Д. П. Комплексы-индикаторы процессов растяжения на юге Сибирского кратона в докембрии / Д. П. Гладкочуб, Т. В. Донская, А. М. Мазукабзов [и др.] // Геология и геофизика. — 2007. — № 1. — С. 22–41.

45. Голенецкий С. И. Редкое землетрясение на юге Сибирской платформы / С. И. Голенецкий // Доклады РАН. — 1998. — Т. 363, № 3. — С. 392–395.

46. Гордеева А. О. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Гордеева Алевтина Олеговна. — Новосибирск, 2011. — 24 с.

47. Гордиенко И. В. Геодинамическая эволюция поздних байкалид и палеозоид складчатого обрамления юга Сибирской платформы / И. В. Гордиенко // Геология и геофизика. — 2006. — Т. 47, № 1. — С. 145–162.

48. Горяйнов С. В. Динамометаморфические преобразования в Нижнем Приангарье / С. В. Горяйнов // Структура линеаментных зон стресс-метаморфизма. — Новосибирск: Наука, 1990. — С. 132–140.

49. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист P-46 (Северо-Енисейский). Серия Ангаро-Енисейская. Объяснительная записка. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2010. — 470 с.

50. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист S-48 (оз. Таймыр, вост. часть). Объяснительная записка. — Санкт-Петербург : Картфабрика ВСЕГЕИ, 2009. — 253 с.

51. Государственная геологическая карта СССР. Новая серия. Масштаб 1:1 000 000. Лист R-(50)-52 (Тикси). Объяснительная записка. — Ленинград : ВСЕГЕИ, 1984.

52. Грачевский М. М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа / М. М. Грачевский. — Москва : Недра, 1974. — 155 с. — (Труды НИЛ «Зарубежгеология»; вып. 32).

53. Гришин М. П. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / М. П. Гришин, В. С. Старосельцев, В. С. Сурков [и др.]. — Москва : Недра, 1987. — 248 с.

54. Грохотов Е. И. Обзор углеводородных систем и прогноз нефтегазоносности в восточной части арктического шельфа России / Е. И. Грохотов, В. С. Соболев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — № 4. — С. 1–18.

55. Губин И. А. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных / И. А. Губин, А. Э. Конторович, С. А. Моисеев [и др.] // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2018. — С. 234–241.

56. Гурари Ф. Г. Северный склон Алданского массива. Основные черты геологического строения и перспективы нефтегазоносности Восточной Сибири / Ф. Г. Гурари // [Сборник]. — Ленинград, 1954. — С. 67–82.

57. Гуревич Е. Л. Палеомагнетизм ордовикских отложений в разрезе на р. Мойеро. Палеомагнитные методы в стратиграфии / Е. Л. Гуревич // [Сборник]. — Ленинград, 1984. — С. 35–41.

58. Гурова Т. И. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Т. И. Гурова, Л. С. Чернова, М. М. Потлова [и др.]. — Москва : Недра, 1988. — 192 с.

59. Данилов В. Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В. Н. Данилов, Н. А. Малышев, В. А. Скоробогатов [и др.]. — Москва : Изд-во Академии горных наук, 1999. — 276 с.

60. Демин А. Н. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Бодайбинская. Лист O-49-XXVI. Объяснительная записка / А. Н. Демин, Т. В. Демина ; ред. П. М. Хренов. — Ленинград : Недра, 1973.

61. Дитмар Г. В. Доломитовая формация пластовых метасоматитов Березовского прогиба (юг Сибирской платформы) / Г. В. Дитмар, Л. Б. Макарьев, Г. П. Москалева [и др.] // Доклады АН СССР. — 1988. — Т. 302, № 4. — С. 926–928.

62. Дмитриевский А. Н. Основные принципы палеогеологического районирования / А. Н. Дмитриевский // Геология нефти и газа. — 1994. — № 1. — С. 2–4.

63. Дольник Т. А. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Бодайбинская. Лист O-49-XX. Объяснительная записка / Т. А. Дольник, Ф. В. Никольский, Ф. Ф. Бойтман; ред. В. Д. Мац. — Москва : Недра, 1970.

64. Дробот Д. И. Эпигенез нафтидов в рифейских и кембрийских отложениях юга Сибирской платформы / Д. И. Дробот, В. И. Городничев // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. — Новосибирск: Наука, 1981. — 164 с.

65. Дубровин М. А. Соляная тектоника Верхне-Ленской впадины Сибирской платформы / М. А. Дубровин. — Новосибирск: Наука, 1979. — 95 с.

66. Жирнов А. М. Тектоника плит и российская геология / А. М. Жирнов, В. Б. Караулов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2017. — № 4. — С. 79–84.

67. Журавлев В. С. Определение возраста платформы / В. С. Журавлев, А. Е. Шлезингер, А. Л. Яншин // Тектоника Восточно-Европейской платформы и ее обрамления. — Москва : Наука, 1975.

68. Журавлева З. А. Стратиграфические соотношения патомского комплекса с осадочными отложениями западного и северного склонов Алданского щита / З. А. Журавлева, Вл. А. Комар, Н. М. Чумаков // Доклады АН СССР. — 1959. — Т. 128, № 5. — С. 1026–1029.

69. Золотов А. Н. Зоны нефтегазонакопления — объекты локального прогноза / А. Н. Золотов, Б. А. Лебедев, В. В. Самсонов // Советская геология. — 1987. — № 2. — С. 56–64.

70. Зоненшайн Л. П. Тектоника литосферных плит территории СССР: в 2 кн. / Л. П. Зоненшайн, М. И. Кузьмин, Л. М. Натапов. — Москва : Недра, 1990. — Кн. 1. — 320 с.

71. Иванов А. И. Докембрий Патомского нагорья / А. И. Иванов, В. И. Лившиц, О. В. Перевалов [и др.]. — Москва : Недра, 1995. — 352 с.

72. Иванов Б. А. Внутриплатформенная зона линейных антиклинальных складок / Б. А. Иванов. — Москва : АН СССР, 1954. — 84 с. — (Труды Вост.-Сиб. филиала АН СССР. Сер. геол.; вып. 7).

73. Имаев В. С. Сейсмогенерирующие структуры Байкало-Патомского и Алдано-Станового блоков (анализ трассы нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан) / В. С. Имаев, Л. П.

Имаева, Н. Н. Гриб [и др.]. — Нерюнгри: Изд-во Технич. ин-та (ф) ЯГУ, 2008. — 212 с.

74. Кадильников П. И. Палеозойские деформации южной (Байкало-Саянской) окраины Сибирского кратона как следствие его вращения / П. И. Кадильников, М. И. Романов, Ю. К. Советов, Е. А. Богданов // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): материалы совещания. — 2017. — Вып. 15. — С. 78–85.

75. Казакова Г. Г. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Масштаб 1:1 000 000. Лист P-54 (Оймякон). Серия Верхояно-Колымская. Объяснительная записка / Г. Г. Казакова, А. Ф. Васькин, А. П. Кропачев, О. И. Щербаков. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2013. — 400 с.

76. Калинко М. К. Соленакопление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность / М. К. Калинко. — Москва : Недра, 1973. — 198 с.

77. Карта дочетвертичных образований. Масштаб 1:1 000 000. Лист O-(50),51 (Алдан). Новая серия / сост. ФГБУ «ВСЕГЕИ» ; ред. Е. П. Миронюк. — 1999.

78. Карта дочетвертичных образований. Масштаб 1:1 000 000. Лист O-46 (Красноярск). Третье поколение. Серия Ангаро-Енисейская / сост. ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГУГП «Красноярскгеолсъемка»; ред. Ю. С. Глухов. — 2005.

79. Карта дочетвертичных образований. Масштаб 1:1 000 000. Лист O-49,(50) (Бодайбо). Новая серия / сост. ФГБУ «ВСЕГЕИ» ; ред. Е. С. Кутейников, Е. П. Миронюк, О. В. Перевалов, П. И. Шамес. — 1984.

80. Каширцев В. А. Генетические семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы / В. А. Каширцев // Геология и геофизика. — 2004. — Т. 45, № 7. — С. 812–825.

81. Каширцев В. А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы / В. А. Каширцев. — Якутск : ЯФ изд-ва СО РАН, 2003. — 286 с.

82. Киселев А. И. Состав и источники девонского вулканизма Вилюйского рифта / А. И. Киселев, В. В. Ярмолюк, А. В. Никифоров, К. Н. Егоров // Доклады РАН. — 2007. — Т. 414, № 6. — С. 798–804.

83. Китаева И. А. Закономерности распределения и условия формирования пород-коллекторов в осинском горизонте в сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы (на примере Талаканского месторождения) / И. А. Китаева, А. С. Кузнецов // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : материалы VII Всерос. литол. совещания. — Новосибирск, 2013. — С. 145–152.

84. Китаева И. А. Типы и генезис фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов нижнекембрийских карбонатных отложений юго-западного склона Непско-Ботуобинской

антеклизы : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.06 / И. А. Китаева. — Москва, 2020. — 26 с.

85. Клитин К. А. Байкалиды юго-востока Сибири / К. А. Клитин, Т. Г. Павлова, Е. С. Постельников. — Москва : Наука, 1970. — 224 с. — (Труды Геол. ин-та ; вып. 219).

86. Кокоулин М. Л. Поздний докембрий и кембрий юго-восточной части Сибирской платформы в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.02 / М. Л. Кокоулин. — Ленинград, 1976. — 22 с.

87. Комгорт М. В. Поиски сибирской нефти в дореволюционный период / М. В. Комгорт // Вестник Томского государственного университета. История. — 2014. — № 4 (30). — С. 89–95.

88. Кондорская Н. В. Землетрясения в СССР в 1981 году / отв. ред. Н. В. Кондорская. — Москва, 1984. — 156 с.

89. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук ; под ред. А. Э. Конторовича. — Москва : Недра, 1981. — 456 с.

90. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. — Москва : Недра, 1976.

91. Конторович А. Э. Предъенисейская нефтегазоносная провинция — новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Ю. Ф. Филиппов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6.

92. Конторович А. Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А. Э. Конторович, А. Н. Изосимова, А. А. Конторович // Геология и геофизика. — 1996. — Т. 37, № 8.

93. Конторович А. Э. Нефтегазоносность отложений озера Байкал / А. Э. Конторович, В. А. Каширцев, В. И. Москвин, Л. М. Бурштейн, Т. И. Земская, Е. А. Костырева, Г. В. Калмычков, О. М. Хлыстов // Геология и геофизика. — 2007. — Т. 48, № 12.

94. Конторович А. Э. Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, И. Д. Тимошина, Е. А. Махнева // Доклады РАН. — 2000. — № 1.

95. Конторович А. Э. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы / А. Э. Конторович, С. Ю. Беляев, А. А. Конторович, В. С. Старосельцев, М. М. Мандельбаум, А. В. Мигурский, С. А. Моисеев, А. Ф. Сафронов, В. С. Ситников, Ю. А. Филипцов, А. В. Хоменко, Ю. Г. Еремин, О. В. Быкова // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 1.

96. Корольков А. Т. Геодинамика золоторудных районов юга Восточной Сибири / А. Т. Корольков. — Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2007.

97. Краевский Б. Г. О структурно-фациальном районировании рифейского бассейна Байкитской

антеклизы / Б. Г. Краевский // Перспективы развития нефтедобывающего комплекса Красноярского края : материалы науч.-практ. конф. — Красноярск, 2007.

98. Краевский Б. Г. Рифейские карбонатные отложения западной части Сибирской платформы / Б. Г. Краевский // Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология докембрия и нижнего палеозоя Сибири. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010.

99. Крашенинникова О. В. Литогенез рифейских отложений юго-запада Русской платформы. — Киев : Изд-во Акад. наук УССР, 1962.

100. Кринин В. А. Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы / В. А. Кринин, И. И. Порозов // Геология нефти и газа. — 2018. — № 5.

101. Крылов Н. А. Обоснование выделения переходных комплексов в разрезе платформ / Н. А. Крылов // Геология нефти и газа. — 2019. — № 5.

102. Кудряшова Н. М. Объемно-генетический метод подсчета запасов нефти / Н. М. Кудряшова, В. С. Старик-Блудов // Разведка недр. — 1940. — № 10–11.

103. Кузнецов Н. Б. Возраст и обстановки седиментации базальных уровней «неопротерозойского» разреза Тейско-Чапского прогиба (северо-восточная часть Енисейского кряжа) / Н. Б. Кузнецов, А. В. Шацилло // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : материалы VII Всерос. литол. совещания (Новосибирск, 28–31 окт. 2013 г.) : в 3 т. — Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. — Т. 2. — С. 422.

104. Кузнецова Е. Н. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности / Е. Н. Кузнецова, И. А. Губин, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев, А. Э. Конторович // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58, № 3–4.

105. Кузнецова Е. Н. Модели строения месторождений нефти и газа Южно-Тунгусской нефтегазоносной области / Е. Н. Кузнецова, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, В. Н. Глинских, И. А. Губин // Геология нефти и газа. — 2014. — № 1.

106. Куприна К. П. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Ангаро-Ленская. Лист N-48-II. Объяснительная записка / К. П. Куприна, Ю. М. Годунов ; ред. М. А. Жарков. — Москва : Недра, 1964.

107. Ларионова Т. И. Строение складчато-надвиговых дислокаций Нюйско-Джербинской впадины в связи с нефтегазоносностью (Восточная Сибирь) : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Ларионова Татьяна Ивановна. — Новосибирск, 2015. — 24 с.

108. Лебедев М. В. Условия формирования песчаных пластов Непско-Ботуобинской антеклизы / М. В. Лебедев, П. Н. Мельников // Советская геология. — 1989. — № 9.

109. Леворсен А. Геология нефти и газа / А. Леворсен ; пер. с англ. — Москва : Мир, 1970. — (Науки о Земле ; т. 22).

110. Леонов Ю. Г. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / под ред. Ю. Г. Леонова, Ю. А. Воложа. — Москва : Научный мир, 2004. — 526 с. — (Труды ГИН РАН ; вып. 543).

111. Литовченко Н. И. К проблеме происхождения железистых кварцитов / Н. И. Литовченко // Отечественная геология. — 2001. — № 6.

112. Лиханов И. И. Позднерифейские тектонические события и эволюция Енисейского кряжа, западная окраина Сибирского кратона / И. И. Лиханов, А. Д. Ножкин, В. В. Ревердатто, П. С. Козлов // Геотектоника. — 2014. — Т. 48, № 5. — С. 116–137.

113. Лобусев А. В. Рифтогенез и нефтегазоносность верхнего протерозоя Европейской части России : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Лобусев Александр Вячеславович. — Москва, 2004. — 45 с.

114. Лопатин Н. В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ / Н. В. Лопатин // Геоинформатика. — 2006. — № 3.

115. Макаров К. К. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / под ред. К. К. Макарова, Т. К. Баженовой. — Ленинград : Недра, 1981. — 211 с.

116. Мальков И. П. Формирование карбонатных коллекторов осинского продуктивного горизонта Непского свода : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Мальков Иван Петрович. — Москва, 2014. — 25 с.

117. Мандельбаум М. М. Прямой поиск углеводородов геофизическими методами / М. М. Мандельбаум, Н. Н. Пузырев, Н. И. Рыхлинский [и др.] ; АН СССР. — Москва : Наука, 1988.

118. Маракушев А. А. Метаморфическая петрология : учебник / А. А. Маракушев, А. В. Бобров. — Москва : Изд-во Моск. ун-та : Наука, 2005.

119. Марсанова М. Р. Геолого-геофизические модели глубинного строения Непско-Пеледуйского свода и зоны его сочленения с Байкало-Патомским складчатым поясом (в связи с нефтегазоносностью) : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.10 / Марсанова Мария Романовна. — Якутск, 2019. — 26 с.

120. Масайтис В. Л. Вулканизм и тектоника Патомско-Вилюйского среднепалеозойского авлакогена / В. Л. Масайтис, М. В. Михайлов, Т. В. Селивановская. — Москва : Недра, 1975.

121. Масленников М. А. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / М. А. Масленников, С. С. Сухов, П. Н. Соболев, Е. Г. Наумова, А. Н. Процко, И. В. Ракитина, О. Л. Константинова // Геология нефти и газа. — 2021. — № 4.

122. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн (Стратиграфия, история развития). — 2-е изд., доп. — Новосибирск, 2018.

123. Мельников Н. В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников, М. С. Якшин, Б. Б. Шишкин [и др.]. — Новосибирск : Академическое изд-во «Гео», 2005.

124. Мельников Н. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности кембрия Южно-Тунгусской нефтегазоносной области / Н. В. Мельников, Л. И. Килина, С. А. Константинова [и др.] // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992–1993 годы : в 2 ч. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1995. — Ч. 1.

125. Мельников Н. В. Палеогеография Сибирской платформы в венде / Н. В. Мельников, Г. Г. Шемин, А. О. Ефимов // Палеогеография фанерозоя Сибири. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1989.

126. Метелкин Д. В. Эволюция структур Центральной Азии и роль сдвиговой тектоники по палеомагнитным данным : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.03 / Метелкин Дмитрий Васильевич. — Новосибирск, 2010. — 33 с.

127. Мигурский А. В. Виргации дислокаций и прогноз погребенных поднятий в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем / А. В. Мигурский // Фундаментальные проблемы геологии и тектоники Северной Евразии : тез. докл. — Новосибирск : СО РАН, филиал «Гео», 2001.

128. Мигурский А. В. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы / А. В. Мигурский, Е. С. Носкова // Геология нефти и газа. — 2007. — № 4.

129. Мигурский А. В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы / А. В. Мигурский // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1986. — С. 26–34.

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

131. Мигурский А. В. Масштабные латеральные перемещения пород и флюидов на Сибирской платформе / А. В. Мигурский // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2010. — № 1.

132. Мигурский А. В. Микрограбены: распространенность, парагенез с центрами нефтегазонакопления / А. В. Мигурский // Геология нефти и газа. — 2014. — № 3. — С. 39–46.

133. Мигурский А. В. Мутулинское поднятие — главный объект нефтегазопоисковых работ во фронтальной части Кыллахской зоны Верхоянского пояса складчато-надвиговых дислокаций / А. В. Мигурский, П. Н. Соболев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2015.

— № 2.

134. Мигурский А. В. Новые направления нефтегазопоисковых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) / А. В. Мигурский, А. С. Ефимов, В. С. Старосельцев // Геология нефти и газа. — 2012. — № 1.

135. Мигурский А. В. Перспективы нефтегазопоисковых работ в аллохтоне Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / А. В. Мигурский, Т. И. Ларионова // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2009.

136. Мигурский А. В. Трапповый магматизм и непские дислокации / А. В. Мигурский // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1983.

137. Мигурский А. В. Шарьяжное строение зоны сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем / А. В. Мигурский, В. С. Старосельцев // Советская геология. — 1989. — № 7.

138. Мигурский Ф. А. Геодинамика каледонской Байкало-Патомской складчатой области и её влияние на нефтегазоносность Предпатомского перикратонного прогиба / Ф. А. Мигурский // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2022. — № 3. — С. 3–16.

139. Мигурский Ф. А. Геодинамическая модель западной периферии Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский // Разведка и охрана недр. — 2023. — № 2. — С. 3–12.

140. Мигурский Ф. А. Геологическая модель Предпатомского перикратонного прогиба в свете оценки перспектив нефтегазоносности / Ф. А. Мигурский // Новые идеи в геологии нефти и газа — 2019 : сб. науч. тр. — 2019.

141. Мигурский Ф. А. Главные особенности и общие черты геологического строения периферийных областей Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский // Новые идеи в геологии нефти и газа : сб. науч. тр. / отв. ред. А. В. Ступакова. — 2021.

142. Мигурский Ф. А. Нефтегазовые системы юго-востока и запада Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский // Новые идеи в геологии нефти и газа : сб. науч. тр. / отв. ред. А. В. Ступакова. — 2023.

143. Мигурский Ф. А. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоянского перикратонного прогиба / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Геология нефти и газа. — 2017. — № 5. — С. 31–36.

144. Мигурский Ф. А. Новые данные о геологическом строении Кютингдинского грабена (северо-восток Сибирской платформы) / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Разведка и охрана недр. — 2018. — № 6. — С. 10–17.

145. Мигурский Ф. А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии / Ф. А. Мигурский // Геология нефти и газа. — 2022. — № 2. — С. 7–16.

146. Мигурский Ф. А. Палеозойская геодинамика Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский // Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы — 2022 : материалы LIII Тектон. совещ. : в 2 т. — М. : Геос, 2022. — Т. 2. — 325 с.

147. Мигурский Ф. А. Перспективы нефтегазоносности Кютингдинского грабена Предверхоянского перикратонного прогиба по аналогии с нефтегазоносными рифтогенными бассейнами Земного шара / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2020. — № 2 (42). — С. 32–46.

148. Мигурский Ф. А. Проблемы оценки масштабов и перспектив нефтегазоносности Предпатомской нефтегазоносной области в свете эволюции взглядов на тектоническое строение юго-восточного обрамления Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский // Геология нефти и газа. — 2019. — № 2. — С. 39–54.

149. Мигурский Ф. А. Условия и причины формирования венд-нижнекембрийских бессолевых образований Лебяжинской зоны Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский, А. В. Ахияров, М. В. Бербушенко // Геология нефти и газа. — 2020. — № 2. — С. 47–57.

150. Миронов В. А. О научном статусе геологии в работах отечественных и западных исследователей / В. А. Миронов // Разведка и охрана недр. — 2017. — № 70.

151. Наливкин В. Д. Нефтегеологическое районирование / В. Д. Наливкин // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. — Москва : Недра, 1976.

152. Неручев С. Г. История геологического развития и нефтегазоносность кембрийских отложений северного склона Алданского щита и Прибайкальского прогиба / С. Г. Неручев // Материалы по геологии и нефтегазоносности Якутской АССР. — Ленинград : Изд-во нефт. и горно-топл. литературы, 1959.

153. Никишин А. М. Механизмы формирования осадочных бассейнов / А. М. Никишин // Соросовский образовательный журнал. — 2001. — № 4.

154. Никишин А. М. Тектоническая история Сибирской платформы в венде-фанерозое / А. М. Никишин, К. О. Соборнов, А. В. Прокопьев, С. В. Фролов // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2010. — № 1.

155. Новиков А. М. Докторская диссертация? Пособие для докторантов и соискателей ученой степени доктора наук. — 3-е изд. — Москва : Изд-во «Эгвес», 2003. — 120 с.

156. Новиков А. М. Методология / А. М. Новиков, Д. А. Новиков. — Москва : СИНТЕГ, 2007. — 668 с.

157. Новикова А. С. Зоны метабазитов в фундаменте Восточно-Европейской платформы. — Москва : Наука, 1975.

158. Носкова Е. С. Структурно-тектонические критерии нефтегазоносности Нижнеангарского

самостоятельного нефтегазоносного района : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Носкова Екатерина Станиславовна. — Москва, 2015. — 25 с.

159. Обручев, В. А. Краткий очерк истории геологического исследования Сибири / В. А. Обручев // Международный геологический конгресс. СССР, 1937 : труды XVII сессии. — Москва, 1940. — Т. 5. — С. 285–327.

160. Обухов А. Н. Гравитационная геодинамика нефтегазоносных бассейнов подвижных зон земной коры : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.17 / Обухов Анатолий Николаевич. — Москва, 1997. — 42 с.

161. Ожегов С.И. С. И. Толковый словарь русского языка [Текст] : 72 500 слов и 7500 фразеологических выражений / С. И. Ожегов, Н. Ю. Шведова ; Рос. акад. наук, Ин-т рус. яз., Рос. фонд культуры. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Азъ, 1994.

162. Павленко В. В. Условия миграции углеводородов в вендских терригенных отложениях на элизионном этапе развития Иркутского нефтегазоносного бассейна / В. В. Павленко // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири. — Новосибирск : СНИИГГиМС. — Вып. 254.

163. Павлов В. Э. Палеомагнетизм Сибирской платформы : дис. ... д-ра физ.-мат. наук : 25.00.10 / Павлов Владимир Эдуардович. — Москва, 2015. — 48 с.

164. Павлов В. Э. Палеомагнетизм рифейских отложений Иркинеевского поднятия Енисейского кряжа — новый довод в пользу единства Сибирской платформы в среднем рифее / В. Э. Павлов, П. Ю. Петров // Физика Земли. — 1997. — № 6. — С. 42–55.

165. Павлов И. О. Зона Главного Разлома Восточного Саяна / И. О. Павлов, В. А. Корчемагин, А. В. Никитенко // Физика Земли. — 2010. — № 5.

166. Павловский Е. В. Зоны перикратонных опусканий — платформенные структуры первого порядка / Е. В. Павловский // Известия АН СССР. Серия геологическая. — 1959. — № 12.

167. Пайразян В. В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). — Москва : Спутник+, 2010.

168. Парфенов Л. М. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / под ред. Л. М. Парфенова, М. И. Кузьмина. — Москва : Наука / Интерпериодика, 2001.

169. Парфенова Т. М. Органическая геохимия углеродистых пород куонамского комплекса отложений нижнего и среднего кембрия (восток Сибирской платформы) : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.02 / Парфенова Татьяна Михайловна. — Новосибирск, 2008. — 24 с.

170. Перевалов О. В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Бодайбинская. Лист O-49-XVII (Мама). Объяснительная записка / О. В. Перевалов, Э. Н. Григоров ; ред. В. М. Таевский. — Москва. : Недра, 1983.

171. Петров А. Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200

000. Серия Бодайбинская. Лист O-50-XVII. Объяснительная записка / А. Ф. Петров ; ред. Л. И. Салоп. — Москва : Недра, 1976.

172. Петров М. М. Надвиговые дислокации в Березовской впадине / М. М. Петров, А. Р. Александров, А. И. Сивцев // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 4. — С. 502–513. — URL: http://www.ogbus.ru.

173. Печерский Д. М. Палеоазиатский океан: Петромагнитная и палеомагнитная информация о его литосфере / Д. М. Печерский, А. Н. Диденко. — Москва : ОИФЗ, 1995. — 296 с.

174. Подурушин В. Ф. Тектоника Отраднинского газоконденсатного месторождения (Южная Якутия) / В.Ф. Подурушин // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. — Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2016. — № 1 (25).

175. Покровский Б. Г. Геохимия изотопов C, O и Sr в неопротерозойских карбонатах юго-западной части Патомского палеобассейна, юг Средней Сибири / Б. Г. Покровский, М. И. Буякайте // Литология и полезные ископаемые. — 2015. — № 2. — С. 159–186.

176. Положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. — Москва : ВНИГНИ, 1983.

177. Полянский О. П. Рифтогенная природа формирования Вилюйского бассейна (Восточная Сибирь) на основе реконструкций осадконакопления и механико-математических моделей / О. П. Полянский, А. В. Прокопьев, А. В. Бабичев, С. Н. Коробейников, В. В. Ревердатто // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54, № 2.

178. Предтеченский А. А. Древнее поднятие южной Сибири (К вопросу о «Древнем темени Азии») / А. А. Предтеченский // Труды СНИИГГиМС. — 1960. — Вып. 13. — С. 65–78.

179. Прищепа О. М. Зоны нефтегазонакопления — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли / О. М. Прищепа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — № 3.

180. Прокопьев А. В. Деформационные структуры складчато-надвиговых поясов / А. В. Прокопьев, А. В. Дейкуненко // Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). — Москва : МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001.

181. Прокопьев А. В. Разломы (Морфология, геометрия и кинематика) : учеб. пособие / А. В. Прокопьев, В. Ю. Фридовский, В. В. Гайдук ; отв. ред. Л. М. Парфенов. — Якутск : ЯФ изд-ва СО РАН, 2004. — 148 с.

182. Проскурнин В. Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-47 — оз. Таймыр (зап. часть). Объяснительная записка / В. Ф. Проскурнин, А. В. Гавриш, Г. В. Шнейдер, Н. Н. Нагайцева [и др.]. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2015. — 424 с.

183. Процко А. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифейских

отложений междуречья Нижней и Подкаменной Тунгусок : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Процко Александр Николаевич. — Новосибирск, 2019. — 26 с.

184. Пэдж И. Д. Философия геологии. Краткий обзор цели, предмета и свойства геологических исследований. — Санкт-Петербург, 1867.

185. Раген Э. Геология гранита / Э. Раген ; пер. с фр. В. И. Баженова ; предисл. Э. Вегманна. — Москва : Недра, 1979.

186. Радьков А. В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Алдано-Забайкальская. Лист O-52 — Томмот. Объяснительная записка / А. В. Радьков, А. В. Молчанов, А. В. Терехов, Е. В. Беленко [и др.]. — Санкт-Петербург : Картогр. фабрика ВСЕГЕИ, 2016. — 276 с. + 3 вкл.

187. Ревякин Л. В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Бодайбинская. Лист O-49-XXI. Объяснительная записка / Л. В. Ревякин, Г. К. Еникеев, Д. П. Фомин ; ред. В. Л. Тихонов. — Москва : Недра, 1969.

188. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. — Новосибирск; Ленинград : ВСЕГЕИ, 1983.

189. Решения совещания по классификации платформенных структур. — Ленинград : ВНИГРИ, 1963.

190. Розен О. М. Сибирский кратон: тектоническое районирование, этапы эволюции / О. М. Розен // Геотектоника. — 2003. — № 3. — С. 3–21.

191. Розен О. М. Коллизионные гранитоиды и расслоение земной коры / О. М. Розен, В. С. Федоровский. — Москва : Научный мир, 2001.

192. Романкевич Е. А. Геохимия органического вещества в океане. — Москва : Наука, 1977.

193. Романкевич Е. А. Органическое вещество Мирового океана / Е. А. Романкевич, А. А. Ветров, В. И. Пересыпкин // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 4.

194. Романовский С. И. Литогеодинамика осадочных бассейнов / С. И. Романовский // Осадочные бассейны России. — Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 1996. — Вып. 1. — 44 с.

195. Руженцев С. В. О тектонике северных частей Патомского нагорья / С. В. Руженцев, Чжан Бу-чунь // Известия АН СССР. Серия геологическая. — 1961. — № 9. — С. 37–48.

196. Ружич В. В. Карта эпицентров землетрясений Восточной Сибири, произошедших за период 1950–2005 гг. / В. В. Ружич, Н. А. Гилева, Н. В. Задонина, О. К. Масальский ; ред. К. Г. Леви, О. К. Масальский. — Иркутск : ИЗК СО РАН, 2005.

197. Салаев А. В. Геология складчатых зон центральной части Восточного Саяна : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.01 / Салаев Андрей Васильевич. — Иркутск, 2012. — 28 с.

198. Салоп Л. И. Геология Байкальской горной области : в 2 т. / Л. И. Салоп. — Москва : Недра, 1967. — Т. 2.

199. Сафронов А. Ф. Геология и перспективы нефтегазоносности северной части Предверхоянского прогиба / А. Ф. Сафронов. — Новосибирск : Наука, 1974.

200. Сафронов А. Ф. О возможной нефтеносности мезозойских бассейнов востока Сибирской платформы в связи с историей их геологического развития / А. Ф. Сафронов // Тектонические условия нефтегазоносности древних платформ : сб. ст. — Москва : ВНИГНИ, 1981.

201. Сафронов А. Ф. Литологическая характеристика продуктивных горизонтов Бысахтахского газоконденсатного месторождения Березовской впадины / А. Ф. Сафронов, И. Е. Москвитин, А. В. Бубнов // Задачи поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии. — Якутск : НЦ СО РАН, 1993.

202. Семихатов М. А. Сибирский гипостратотип рифея / М. А. Семихатов, С. Н. Серебряков. — Москва : Наука, 1983.

203. Сергеев С. А. Обзор современных методов изотопной геохронологии (составная часть Геохронологического атласа) / С. А. Сергеев, Ю. Д. Пушкарев, К. И. Лохов, Д. С. Сергеев. — Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2015.

204. Сидоренко А. В. О распространенности предположительно биогенного углерода в докембрии / А. В. Сидоренко, Св. А. Сидоренко // Доклады АН СССР. — 1968. — Т. 183, № 1.

205. Сидоренко А. В. Органическое вещество в докембрийских осадочно-метаморфических породах и некоторые геологические проблемы / А. В. Сидоренко, Св. А. Сидоренко // Советская геология. — 1971. — № 5.

206. Сизых В. И. Шарьяжно-надвиговая тектоника окраин древних платформ / В. И. Сизых. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001.

207. Сим Л. А. Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба / Л. А. Сим, А. В. Постников, О. В. Постникова, В. В. Пошибаев // Экспозиция Нефть Газ. — 2016. — № 6 (52).

208. Ситников В. С. О вероятном наличии потенциальных зон нефтегазонакопления на востоке Алданской антеклизы / В. С. Ситников, В. П. Жерновский // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2011. — № 3 (7).

209.Скляров Е. В. Дайковые рои южного фланга Сибирского кратона — индикаторы распада суперконтинента Родиния / Е. В. Скляров, Д. П. Гладкочуб, А. М. Мазукабзов [и др.] // Геотектоника. — 2000. — № 6. — С. 59–70.

210. Сметанин А. В. Предбайкало-Патомский надвиговый пояс / А. В. Сметанин // Геология нефти и газа. — 2000. — № 1.

211. Соболев П.Н. Новые данные по геохимии нафтидов и органического вещества неопротерозойских отложений зоны сочленения Предпатомского прогиба и Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / П. Н. Соболев, И. А. Кожевых // Геология и

минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2013. — № 2.

212. Соболев П.Н. Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / П. Н. Соболев, Ф. А. Мигурский, З. З. Акимова, Д. А. Горлов // Геология нефти и газа. — 2023. — № 5. — С. 43–52.

213. Соболев П.Н. Аналоги доманикоидных отложений куонамской свиты на западе Сибирской платформы/ Соболев П.Н., Сухоручко В.И., Анциферова О.А. // Успехи органической геохимии: мат-лы Всероссийской науч. конф-ии (Новосибирск, 11–15 октября 2010 г.) – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 315–319

214. Соболева Е. В. Формирование состава нефтей пласта Ю0 баженовской свиты Салымского месторождения / Е. В. Соболева // Георесурсы. — 2017. — № Спецвыпуск, ч. 1.

215. Соколов Б. А. Новые идеи в геологии нефти и газа (избранные труды) : сб. науч. тр. — Москва : МГУ, 2001. — С. 233–310.

216. Соловьева Л. В. Метасоматические парагенезисы в глубинных ксенолитах из трубок Удачная и Комсомольская-Магнитная — индикаторы переноса флюидов через мантийную литосферу Сибирского кратона / Л. В. Соловьева, Т. А. Ясныгина, К. Н. Егоров // Геология и геофизика. — 2012. — Т. 53, № 12. — С. 1698–1721.

217. Состояние изученности стратиграфии докембрия и фанерозоя России. Задачи дальнейших исследований : постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 38. — Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2008.

218. Спижарский Т. Н. Сибирская платформа / Т. Н. Спижарский // Геологическое строение СССР. — Москва, 1958.

219. Спутник полевого геолога-нефтяника : в 2 т. Т. 2. — Ленинград : Гостоптехиздат, 1954.

220. Ставцев А. Л. Стратиграфия осадочного чехла восточных склонов Алданского щита в связи с нефтегазоносностью / А. Л. Ставцев, С. В. Потапов, Б. С. Неволин, В. Т. Гудзенко // Советская геология. — 1976. — № 3.

221. Станевич А. М. Микрофоссилии в стратиграфии позднего протерозоя Саяно-Байкальского и Анабаро-Оленекского регионов : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.02 / Станевич Аркадий Михайлович. — Новосибирск, 2011. — 48 с.

222. Станевич А. М. Корреляция и микрофоссилии венд-кембрийских отложений, вскрытых Чайкинской параметрической скважиной 279 / А. М. Станевич, Т. А. Корнилова, А. М. Мазукабзов, А. Г. Вахромеев // Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о Земле». — 2015. — Т. 12.

223. Старосельцев В. С. Проблема выделения рифтогенных прогибов — перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразования / В. С. Старосельцев // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 4.

224. Старосельцев, В. С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений / В. С. Старосельцев. — Москва : Недра, 1989.

225. Старосельцев, В. С. Ангаро-Котуйский рифтогенный прогиб — крупнейший внутриплатформенный генератор углеводородов / В. С. Старосельцев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Центральной Сибири и прилегающих территорий : материалы науч.-практ. конф. — Красноярск : Красноярскгеолсъемка, 2007.

226. Старосельцев, В. С. Енисейский кряж и его сочленение с Западно-Сибирской плитой и Сибирской платформой / В. С. Старосельцев, А. В. Мигурский, К. В. Старосельцев // Геология и геофизика. — 2003. — Т. 44, № 1–2. — С. 76–85.

227. Старосельцев. В. С. Систематизация окраинных надпорядковых прогибов Сибирской платформы / В. С. Старосельцев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2017. — № 3.

228. Старостина З. М. Геологическое строение северной окраины Патомского нагорья и приленской части Ленского пенеплена / З. М. Старостина // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. — 1935. — Т. 13, вып. 3.

229. Степин В. С. Новая философская энциклопедия : в 4 т. / ред. совет: В. С. Степин, А. А. Гусейнов, Г. Ю. Семигин, А. П. Огурцов [и др.]. — Москва : Мысль, 2010.

230. Стоянов С. С. Механизм формирования разрывных зон / С. С. Стоянов. — Москва : Недра, 1977.

231. Стулов А. Т. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Туруханская. Лист P-46-XIX. Объяснительная записка / А. Т. Стулов, Э. Л. Флишер, А. П. Шевцов ; ред. Н. В. Дренов. — Москва : Недра, 1970.

232. Сухов С. С. Характеристика рифовых комплексов в центральной части Сибирской платформы / С. С. Сухов, А. М. Фомин, С. А. Моисеев // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2018

233. Сухов С. С. О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы / С. С. Сухов // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : тр. III Всерос. науч.-практ. седиментол. совещ. (10–12 апр. 2017 г.). — Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017.

234. Таевский В. М. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Бодайбинская. Лист O-49-XXIII. Объяснительная записка / В. М. Таевский, З. К. Таевская, В. А. Яковлев ; ред. В. Л. Тихонов. — Москва : Недра, 1964.

235. Тевелев А. В. Тараташский индентор и его роль в строении Урала / А. В. Тевелев, В. А. Федорчук, А. О. Хотылев, И. А. Кошелева // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2017. — № 1. — С. 3–12.

236. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской платформы и её обрамления.

Масштаб 1:5 500 000 / ред. В. С. Сурков. — Москва : МинГео СССР, 1974.

237. Тектонический кодекс России / авт.-сост.: Г. С. Гусев, Н. В. Межеловский (отв. исполн.) [и др.]. — Москва : ГЕОКАРТ : ГЕОС, 2016.

238. Тетяев М. М. К геологии Западного Прибайкалья / М. М. Тетяев // Материалы по общей и прикладной геологии. — Москва : Геолкомитет, 1916. — Вып. 2.

239. Тимофеев П. П. Основные проблемы современной литологии и задачи Межведомственного литологического комитета / П. П. Тимофеев // Литология и полезные ископаемые. — 1978. — № 6. — С. 3–15.

240. Тимошина И. Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири / И. Д. Тимошина. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005.

241. Ткаченко В. В. Опорный разрез верхнедокембрийских отложений западного склона Анабарского поднятия / под ред. В. В. Ткаченко. — Ленинград : НИИГА, 1970.

242. Трофимук А. А. Домезозойские комплексы левобережья Енисея — объект наращивания минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности / А. А. Трофимук, В. А. Каштанов, Ю. Ф. Филиппов [и др.] // Доклады Академии Наук. — 1998. — Т. 361, № 3.

243. Трофимук А. А. Методологические и философские проблемы геологии / под ред. А. А. Трофимука [и др.]. — Новосибирск : Наука, 1979.

244. Трофимук А. А. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» / А. А. Трофимук, Ю. Н. Карогодин, Э. Б. Мовшович // Геология и геофизика. — 1982. — № 5.

245. Уилсон, Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / Дж. Л. Уилсон ; пер. с англ. А. С. Арсанова [и др.]. — Москва : Недра, 1980.

246. Фадеева Н. П. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь) / Н. П. Фадеева, Н. В. Морозов, Е. А. Бакай, С. В. Фролов // Георесурсы. — 2021. — № 2.

247. Федоровский В. С. Ольхонский геодинамический полигон (Байкал): аэрокосмические данные высокого разрешения и геологические карты нового поколения / В. С. Федоровский, Е. В. Скляров // Геодинамика и тектонофизика. — 2010. — Т. 1, № 4.

248. Филиппов Ю. Ф. Геология и оценка перспектив нефтегазоносности Верхнепротерозойско-палеозойского Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Филиппов Юрий Федорович. - Новосибирск, 2018. - 346 с.

249. Филипцов Ю. А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Филипцов Юрий Алексеевич. — Красноярск, 2015. — 42 с.

250. Филипцов Ю. А. Оценка катагенеза и нефтегенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей / Ю. А. Филипцов, Л. И. Богородская, Ю. В. Петришина [и др.] // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40, № 9.

251. Философский энциклопедический словарь / гл. ред. Л. Ф. Ильичев [и др.]. — Москва : Сов. энциклопедия, 1983.

252. Фрадкин Г. С. Среднепалеозойский мегакомплекс востока Сибирской платформы — перспективный газопоисковый объект Якутии / Г. С. Фрадкин, С. А. Моисеев, А. Ф. Сафронов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2014. — № 2.

253. Фролов В. Т. Наука геология: философский анализ / В. Т. Фролов. — Москва : Изд-во МГУ, 2004. — 128 с.

254. Хаин В. Е. Тектоника континентов и океанов / В. Е. Хаин. — Москва : Науч. мир, 2001.

255. Хаин В. Е. Цикл Вилсона / В. Е. Хаин // Большая российская энциклопедия : в 35 т. — Москва, 2006. — Т. 5.

256. Хаин В. Е. История и методология геологических наук / В. Е. Хаин, А. Г. Рябухин, А. А. Наймарк. — Москва : Академия, 2008.

257. Хаин В. Е. Ротационная тектоника: предыстория, современное состояние, перспективы развития / В. Е. Хаин, А. И. Полетаев // Ротационные процессы в геологии и физике. — Москва : КомКнига, 2007.

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

259. Харахинов В. В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. — Москва : Научный мир, 2011.

260. Хераскова Т. Н. Распад Родинии и ранние стадии развития Палеоазиатского океана / Т. Н. Хераскова, В. А. Буш, А. Н. Диденко, С. Г. Самыгин // Геотектоника. — 2010. — № 1. — С. 5–28.

261. Хоменко А. В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / Хоменко Андрей Вячеславович. — Новосибирск, 1997. — 35 с.

262. Хоментовский В. В. Маяний (1100–850 млн. лет) — добайкальский верхний рифей Сибири / В. В. Хоментовский, К. Е. Наговицин, А. А. Постников // Геология и геофизика. — 2008. — Т. 49, № 1.

263. Хоментовский В. В. Рифей Сибирской платформы / В. В. Хоментовский, В. Ю. Шенфиль, М. С. Якшин // Геология и геофизика. — 1985. — № 7.

264. Храмов А. Н. Палеомагнитология / А. Н. Храмов, Г. И. Гончаров, Р. А. Комиссарова [и др.];

под ред. А. Н. Храмова. — Ленинград : Недра, 1982.

265. Худолей А. К. Тектоника пассивных окраин древних континентов (на примере восточной окраины Сибирской и Западной окраины Североамериканской платформ) : дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.03 / Худолей Андрей Константинович. — Москва, 2003.

266. Чернова Л. С. Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы. Коллекторы и экраны нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы / Л. С. Чернова. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1980.

267. Черский Н. В. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Н. В. Черский. — Москва : Наука, 1986.

268. Чумаков Н. М. Стратиграфия и тектоника юго-западной части Вилюйской впадины / Н. М. Чумаков // Тектоника СССР : в 5 т. — Москва : Изд-во АН СССР, 1959. — Т. 4.

269. Шатский Н. С. Избранные труды : в 4 т. Т. 2 / Н. С. Шатский ; [редкол.: Н. А. Штрейс (отв. ред.) и др.] ; Акад. наук СССР. — Москва : Наука, 1964.

270. Шемин Г. Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в Преображенском резервуаре — крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири / Г. Г. Шемин. — Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011.

271. Шемин Г. Г. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / Г. Г. Шемин [и др.] ; отв. ред. М. И. Эпов ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2018. — 315 с.

272. Шенфиль В. Ю. Поздний докембрий Сибирской платформы / В. Ю. Шенфиль. — Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1991.

273. Шпикерман В. И. Домеловая минерагения Северо-Востока Азии / В. И. Шпикерман. — Магадан : СВКНИИ ДВО РАН, 1998.

274. Шурыгин Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятов [и др.]. — Новосибирск : ОИГГМ СО РАН, 2000.

275. Элементы платиновой группы в мафитах Патомско-Вилюйского авлакогена (восточная часть Сибирской платформы) / В. Л. Масайтис, С. Годерис, Ф. Клейс, Ф. Ванекке // Региональная геология и металлогения. — 2012. — № 52. — С. 83–94.

276. Юдин В. В. Надвиговые и хаотические комплексы : монография / В. В. Юдин. — Симферополь : ИТ «АРИАЛ», 2013.

277. Юдович Я. Э. Геохимия черных сланцев / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. — Ленинград : Наука. Ленингр. отд-ние, 1988.

278. Якшин М. С. Уйская серия Юдомо-Майского прогиба / М. С. Якшин, А. В. Исаков //

Поздний докембрий и ранний палеозой Сибири. Сибирская платформа и её обрамление. — Новосибирск : ОИГГМ СО АН СССР, 1991.

279. Япаскурт О. В. Литология / О. В. Япаскурт. — Москва : Инфра-М, 2016.

280. Ярмолюк В. В. Позднерифейский рифтогенез и распад Лавразии: данные геохронологических исследований щелочно-ультраосновных комплексов южного обрамления Сибирской платформы / В. В. Ярмолюк, В. И. Коваленко, Е. Б. Сальникова, А. В. Никифоров, А. Б. Котов, Н. В. Владыкин // Доклады Академии наук. — 2005. — Т. 404, № 3.

281. Alkmim F. F. Kinematic evolution of the Araçuaí-West Congo orogen in Brazil and Africa: Nutcracker tectonics during the Neoproterozoic assembly of Gondwana / F. F. Alkmim, S. Marshak, A. C. Pedrosa-Soares, G. G. Peres, S. C. P. Cruz, A. Whittington // Precambrian Research. — 2006. — V. 149, № 1–2. — P. 43–64. — DOI: 10.1016/j.precamres.2006.06.007.

282. Allen M. B. Oblique rift geometry of the West Siberian Basin: tectonic setting for the Siberian flood basalts / M. B. Allen, L. Anderson, R. C. Searle, M. M. Buslov // Journal of the Geological Society. — 2006. — V. 163. — P. 901–904. — DOI: 10.1144/0016-76492006-096.

283. Artemieva I. Crustal thickness controlled by plate tectonics: A review of crust–mantle interaction processes illustrated by European examples / I. Artemieva, R. Meissner // Tectonophysics. — 2012. — V. 530–531. — P. 18–49.

284. Attia G. F. The use of satellite laser observations in studying the crustal movements / G. F. Attia, M. A. Hegazy, A. M. Abd El-Hameed // NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics. — 2012.

285. Barcos L. Analogue modelling of inclined, brittle–ductile transpression: Testing analytical models through natural shear zones (external Betics) / L. Barcos, M. Díaz-Azpiroz, J. C. Balanyá, I. Expósito, A. Jiménez-Bonilla, C. Faccenna // Tectonophysics. — 2016. — V. 682.

286. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment / P. A. Allen, J. R. Allen. — 3rd ed. — Chichester : Wiley-Blackwell, 2013.

287. Biju -Duval, B. Sedimentary Geology. Sedimentary Basins, Depositional Environments, Petroleum Formation / B. Biju-Duval. — Paris : Editions Technip, 2002. — 642 p.

288. Bowyer F. T. Calibrating the temporal and spatial dynamics of the Ediacaran–Cambrian radiation of animals / F. T. Bowyer, A. Yu. Zhuravlev, R. Wood, G. A. Shields, Y. Zhou, A. Curtis, S. W. Poulton, D. J. Condon, C. Yang, M. Zhu // Earth-Science Reviews. — 2022. — V. 225. — 103913.

289. Buchan K. L. A giant circumferential dyke swarm associated with the High Arctic Large Igneous Province (HALIP) / K. L. Buchan, R. E. Ernst // Gondwana Research. — 2018. — V. 58. — P. 39–57. — DOI: 10.1016/j.gr.2018.02.006.

290. Cao S. Deep crustal expressions of exhumed strike-slip fault systems: Shear zone initiation on rheological boundaries / S. Cao, F. Neubauer // Earth-Science Reviews. — 2016. — V. 162. — P. 155–176.

291. Chumakov N. Vendian reference section of southern Middle Siberia / N. Chumakov, M. Semikhatov, V. Sergeev // Stratigraphy and Geological Correlation. — 2013. — V. 21. — P. 359–382. — DOI: 10.1134/S0869593813040023.

292. Craig J. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks / J. Craig, U. Biffi, R. Galimberti, K. Ghori, J. Gorter, N. Hakhoo, D. Le Heron, J. Thurow, M. Vecoli // Marine and Petroleum Geology. — 2013. — V. 40. — P. 1–47. — DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.

293. Dal Piaz, G. Geological outline of the Alps / G. Dal Piaz, A. Bistacchi, M. Massironi // Episodes. — 2003. — V. 26. — P. 175–180. — DOI: 10.18814/epiiugs/2003/v26i3/004.

294. Demaison G. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment / G. Demaison, H. J. Huizinga // The Petroleum Systems from Source to Trap / eds. L. B. Magoon, W. G. Dow. — AAPG, 1994. — P. 61–78. — (AAPG Memoir ; 60).

295. De -Lapparent, L. La géologie et les richesses minérales de l'Asie. Historique. Ind. Prod. Avenir. Métallogénie / L. De-Lapparent. — Paris, 1911.

296. Einsele G. Sedimentary basins: evolution, facies, and sediment budget / G. Einsele. — Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 1992. — 628 p.

297. Eisbacher G. H. A Depth extrapolated Structural Transect Across the Northern Calcareous Alps of Western Tirol / G. H. Eisbacher, H-G. Linzer, L. Meier // Eclogae Geologicae Helvetiae. — 1990. — V. 83.

298. Ernst R. Giant Radiating Dyke Swarms: Their Use in Identifying Pre-Mesozoic Large Igneous Provinces and Mantle Plumes / R. Ernst, K. Buchan // Geophysical Monograph Series. — Washington DC : American Geophysical Union, 1997. — DOI: 10.1029/GM100p0297.

299. Ernst R. E. Recognizing mantle plumes in the geological record / R. E. Ernst, K. L. Buchan // Annual Review of Earth and Planetary Sciences. — 2003. — V. 31. — P. 469–523. — DOI: 10.1146/annurev.earth.31.100901.145500.

300. Fazlikhani H. Basement structure and its influence on the structural configuration of the northern North Sea rift / H. Fazlikhani, H. Fossen, R. Gawthorpe, J. I. Faleide, R. Bell // Tectonics. — 2017. — V. 36. — P. 1155–1177. — DOI: 10.1002/2017TC004514.

301. Fossen H. Hot versus cold orogenic behavior: Comparing the Araçuaí-West Congo and the Caledonian orogens / H. Fossen, G. C. Cavalcante, R. P. de Almeida // Tectonics. — 2017. — V. 36. — P. 2159–2178. — DOI: 10.1002/2017TC004743.

302. Frisch W. Plate Tectonics: Continental Drift and Mountain Building / W. Frisch, M. Meschede, R. Blakey. — 2011. — DOI: 10.1007/978-3-540-76504-2.

303. Frolov S. V. Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins / S. V. Frolov, G. G. Akhmanov, E. Bakay, N. V. Lubnina, N. I. Korobova, E. E. Karnyushina, E. V. Kozlova // Precambrian Research. — 2014. — V. 259. — P. 95–113. — DOI:

10.1016/j.precamres.2014.11.018.

304. Garzanti E. Orogenic Belts and Orogenic Sediment Provenance / E. Garzanti, C. Doglioni, G. Vezzoli, S. Andò // Journal of Geology. — 2007. — V. 115. — P. 315–334. — DOI: 10.1086/512755.

305. Gladkochub D. P. A one-billion-year gap in the Precambrian history of the southern Siberian Craton and the problem of the Transproterozoic supercontinent / D. P. Gladkochub, T. V. Donskaya, M. T. D. Wingate, A. M. Mazukabzov, S. A. Pisarevsky, E. V. Sklyarov, A. M. Stanevich // American Journal of Science. — 2010. — V. 310. — P. 812–825. — DOI: 10.2475/09.2010.03.

306. Graveleau F. Experimental modelling of orogenic wedges: A review / F. Graveleau, J. Malavieille, S. Dominguez // Tectonophysics. — 2012. — V. 538–540. — P. 1–21.

307. Hedin P. Seismic imaging of the Scandinavian Caledonides to define ICDP drilling sites / P. Hedin, C. Juhlin, D. Gee // Tectonophysics. — 2012. — V. 554–557. — P. 30–41. — DOI: 10.1016/j.tecto.2012.05.026.

308. Hoffman P. F. The break-up of Rodinia, birth of Gondwana, true polar wander and the snowball Earth / P. F. Hoffman // Journal of African Earth Sciences. — 1999. — V. 28, № 1. — P. 17–33. — DOI: 10.1016/S0899-5362(99)00018-4.

309. Juhlin C. Seismic imaging in the eastern Scandinavian Caledonides: Siting the 2.5 km deep COSC-2 borehole, central Sweden / C. Juhlin, P. Hedin, D. Gee, H. Lorenz, T. Kalscheuer, P. Yan // Solid Earth. — 2016. — V. 7. — P. 769–787. — DOI: 10.5194/se-7-769-2016.

310. Korsch R. Geological interpretation of the deep seismic reflection and magnetotelluric line 08GA-OM1: Gawler Craton-Officer Basin-Musgrave Province-Amadeus Basin (GOMA), South Australia and Northern Territory / R. Korsch, R. Blewett, D. Giles, A. Reid, N. Neumann, G. Fraser, J. Holzshuh, R. D. Costelloe, I. G. Roy, B. Kennett, W. Cowley, G. Baines, L. Carr, J. Duan, P. Milligan, R. Armit, P. Betts, W. Preiss, B. Bendall. — 2010.

311. Langenberg C. W. Regional Evaluation of the Coalbed Methane Potential of the Foothills/Mountains of Alberta / C. W. Langenberg, A. Beaton, H. Berhane // International Journal of Coal Geology. — 2006. — V. 65, № 1–2. — P. 114–128. — DOI: 10.1016/j.coal.2005.04.006.

312. Le Guerroué, E. Influence of erosion and sedimentation on strike-slip fault systems: Insights from analogue models / E. Le Guerroué, P. Cobbold // Journal of Structural Geology. — 2006. — V. 28, № 3. — P. 421–430. — DOI: 10.1016/j.jsg.2005.10.006.

313. Levi N. Active out-of-sequence thrusting in the Molasse Basin constrained by a multidisciplinary approach (Eastern Alps, Austria) / N. Levi, M. Habermueller, U. Exner, G. Wiesmayr, K. Decker // Tectonophysics. — 2021. — V. 812. — 228911. — DOI: 10.1016/j.tecto.2021.228911.

314. Lovely H. R. Classification of oil reservoirs / H. R. Lovely // AAPG Bulletin. — 1943. — V. 27.

315. Magoon L. B. Chapter PS The total petroleum system–The natural fluid network that constrains the assessment unit / L. B. Magoon, J. Schmoker // US Geological Survey Digital Data Series 60. —

2000.

316. Magoon L. B. Petroleum Systems / L. B. Magoon, E. A. Beaumont // Handbook of Petroleum Geology. — 1999.

317. Magoon L. B. The petroleum system – From source to trap / L. B. Magoon, W. G. Dow. — AAPG, 1994. — DOI: 10.1306/M60585C1.

318. Malavieille J. Impact of erosion, sedimentation, and structural heritage on the structure and kinematics of orogenic wedges: Analog models and case studies / J. Malavieille // GSA Today. — 2010. — V. 20. — P. 4–10. — DOI: 10.1130/GSATG48A.1.

319. Mock S. Long-wavelength late-Miocene thrusting in the north Alpine foreland: implications for late orogenic processes / S. Mock, C. von Hagke, F. Schlunegger, I. Dunkl, M. Herwegh // Solid Earth. — V. 11. — P. 1823–1847. — DOI: 10.5194/se-11-1823-2020.

320. Molnar P. Cenozoic Tectonics of Asia: Effects of a Continental Collision: Features of recent continental tectonics in Asia can be interpreted as results of the India-Eurasia collision / P. Molnar, P. Tapponnier // Science. — 1975. — V. 189, № 4201. — P. 419–426. — DOI: 10.1126/science.189.4201.419.

321. Morley C. K. Structural geology of Thailand during the Cenozoic / C. K. Morley, P. Charusiri, I. Watkinson // The Geology of Thailand / eds. M. F. Ridd, A. J. Barber, M. J. Crow. — London : Geological Society, 2011.

322. Nokleberg W. Phanerozoic Tectonic Evolution of the Circum-North Pacific / W. Nokleberg, L. M. Parfenov, J. W. H. Monger, I. Norton, A. Khanchuk, D. Stone, C. Scotese, D. W. Scholl, K. Fujita // USGS Professional Paper. — 2000. — V. 1626.

323. Oliver, N. H. S. Relationships between Zircon U–Pb SHRIMP Ages and Leucosome Type in Migmatites of the Halls Creek Orogen, Western Australia / N. H. S. Oliver, S. Bodorkos, A. A. Nemchin, P. D. Kinny, G. R. Watt // Journal of Petrology. — 1999. — V. 40, № 10.

324. Pashin, J. Gigantic, gaseous mushwads in Cambrian shale: Conasauga Formation, southern Appalachians, USA / J. Pashin, D. Kopaska-Merkel, A. Arnold, M. McIntyre-Redden, W. Thomas // International Journal of Coal Geology. — 2012. — V. 103.

325. Pavlov V. New Middle Cambrian and Middle Ordovician paleomagnetic data from Siberia: Llandelian magnetostratigraphy and relative rotation between the Aldan and Anabar-Angara blocks / V. Pavlov, V. Bachtadse, V. Mikhailov // Earth and Planetary Science Letters. — 2008. — V. 276. — P. 229–242.

326. Pedrosa -Soares, A. C. How many rifting events preceded the development of the Araçuaí-West Congo orogen? / A. C. Pedrosa-Soares, F. Alkmim // Revista Geonomos. — 2013. — V. 19, № 2. — P. 244–251. — DOI: 10.18285/geonomos.v19i2.56.

327. Perrodon, A. Petroleum Systems: Models and Applications / A. Perrodon // Journal of Petroleum

Geology. — 2007. — V. 15. — P. 319–325.

328. Petrov O. V. Tectonic map of Northern-Central-Eastern Asia and adjacent areas. Scale 1:2 500 000 / eds. O. V. Petrov, Yu. G. Leonov (Russia), Li Tingdong (China), O. Tomurtogoo (Mongolia). — Saint Petersburg : VSEGEI, 2014.

329. Pfiffner O. A. Thick-skinned and thin-skinned tectonics: A global perspective / O. A. Pfiffner // Geosciences. — 2017. — V. 7, № 3. — 71. — DOI: 10.3390/geosciences7030071.

330. Selley R. C. Elements of Petroleum Geology / R. C. Selley, Sonnenberg. — 3rd ed. — Academic Press, 2014.

331. Selley R. C. Encyclopedia of geology / eds. R. C. Selley, L. R. M. Cocks, I. R. Plimer. — Amsterdam ; London : Elsevier, Academic, 2005.

332. Selley R. C. Generation and Migration of Petroleum / R. C. Selley, Sonnenberg. — 2015.

333. Sobornov K. Strike-slip faulting in the northern part of the West Siberian basin and Enisey-Khatanga trough: structural expression, development and implication for petroleum exploration / K. Sobornov, A. Afanasenkov, G. Gogonenkov // Search and Discovery Article. — 2015. — № 10784.

334. Sorkhabi R. The place of faults in petroleum traps. Faults, fluid flow, and petroleum traps / R. Sorkhabi, Y. Tsuji ; eds. R. Sorkhabi, Y. Tsuji. — AAPG Memoir 85, 2005. — P. 1–31. — DOI: 10.1306/1033713M853128.

335. Suess E. The Face of the Earth / E. Suess. — Vol. IV. — Oxford, 1909.

336. Thomas W. A. Evolution of the concept and structure of a MUSHWAD / W. A. Thomas // Journal of Structural Geology. — 2019. — V. 125. — P. 311–318. — DOI: 10.1016/j.jsg.2018.05.001.

337. Ulmishek G. F. Petroleum geology and resources of the Baykit High Province, East Siberia, Russia / G. F. Ulmishek // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-F. — U.S. Department of Interior, U.S. Geological Survey, 2001. — 18 p.

338. Ulmishek G. F. Petroleum Geology and Resources of the Nepa-Botuoba High, Angara-Lena Terrace, and Cis-Patom Foredeep, Southeastern Siberian Craton, Russia / G. F. Ulmishek // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-C. — U.S. Department of Interior, U.S. Geological Survey, 2001. — 16 p.

339. Watkinson I. The kinematic history of the Khlong Marui and Ranong Faults, southern Thailand / I. Watkinson, C. Elders, R. Hall // Journal of Structural Geology. — 2008. — V. 30, № 12. — P. 1554–1571. — DOI: 10.1016/j.jsg.2008.09.001.

340. Wignall P. B. Black Shales / P. B. Wignall. — New York : Oxford University Press, 1994.

341. Yan P. A magnetotelluric investigation of the Scandinavian Caledonides in western Jämtland, Sweden, using the COSC borehole logs as prior information / P. Yan, J. M. A. Garcia, T. Kalscheuer, C. Juhlin, P. Hedin, A. Savvaidis, H. Lorenz, J. Kück // Geophysical Journal International. — 2017. — V. 208, № 3. — P. 1465–1489. — DOI: 10.1093/gji/ggw457.

342. Zaika V. A. Two types of accretionary complexes in the eastern Mongol–Okhotsk Belt: Constraints from U–Pb and Hf isotopic data of detrital zircons from metasedimentary rocks of the Selemdzha and Tokur terranes / V. A. Zaika, A. A. Sorokin // Journal of Asian Earth Sciences. — 2020. — V. 201. — 104508. — DOI: 10.1016/j.jseaes.2020.104508.

343. Zheng Yong-Fei. Metamorphic chemical geodynamics in continental subduction zones / Y-F. Zheng // Chemical Geology. — 2012. — V. 328. — P. 5–48. — DOI: 10.1016/j.chemgeo.2012.02.005.

344. Cocks L. R. M. Siberia, the wandering northern terrane, and its changing geography through the Paleozoic / L. R. M. Cocks, T. H. Torsvik // Earth-Science Reviews. — 2007. — V. 82. — P. 29–74.

Фондовая

1. Баженова Т.К. Основные закономерности размещения крупных зон битумо-, нефте- и газонакопления в верхнепротерозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы (по геохимическим данным) / Т.К. Баженова // Отчет ВНИГРИ. — Ленинград, 1980. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

2. Будников И.В. Осуществить генетический анализ осадочных бассейнов и разработать стратиграфические схемы фанерозоя нового поколения / И.В. Будников, В.П. Девятов, С.С. Сухов и др. // Отчет о НИР по базовому проекту 07-Н1-05 (заключительный). Госконтракт № АВ-11-03/25. ФГУП «СНИИГГиМС». — Новосибирск, 2009. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

3. Герт А.А. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы по сост. на 01.01.1993 г. и геолого-экономическое обоснование основных направлений комплексного освоения нефтегазовых ресурсов и других видов минерального сырья на период до 2015 года / А.А. Герт и др. // Отчет по договору № 055 СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1994. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

4. Горюнов Н.А. Анализ и обобщение сейсморазведочных материалов по центральной части Приенисейского прогиба (в междуречье Нижней и Подкаменной Тунгусок) / Н.А. Горюнов // Отчет ОАО «Енисейгеофизика». — Енисейск, 1999. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

5. Евграфов А.А. Опорный профиль Карабула – Восточный Саян (южное продолжение профиля Алтай – Северная Земля). Отчет Саянской ГП № 23/2005–2007 / А.А. Евграфов // Отчет ОАО «Енисейгеофизика». — Енисейск, 2008. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

6. Евграфов А.А. Региональные работы по профилям Кежма – Предпатомский прогиб и Ковыктинское месторождение – Предпатомский прогиб, Ангаро-Ленская С/П № 18/2004 / А.А. Евграфов // Отчет ОАО «Енисейгеофизика». — Красноярск, 2006. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

7. Ефимов А.С. Отчет о результатах работ по объекту «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» / А.С. Ефимов, О.В. Шиганова // Отчет ФГУП «СНИИГГиМС». — Новосибирск, 2011. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

8. Забиров Ю.А. Геологическое строение Чадобецкого бокситорудного района. (Окончательный отчет Великандинской ГСП за 1963–1967 гг.). Масштаб 1:50 000. Листы О-47-IV, V / Ю.А. Забиров, А.Т. Бычков, В.И. Стреляев и др. // Отчет Красноярского ГУ. — пос. Мотыгино, 1967. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

9. Исаев А.В. Составление тектонической модели вендского и рифейского комплексов нераспределенного фонда недр бассейна р. П. Тунгуска с целью прогноза новых зон нефтегазонакопления / А.В. Исаев, Е.В. Смирнов, В.С. Старосельцев и др. // Отчет ФГУП «СНИИГГиМС». — Новосибирск, 2013. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

10. Калистратова Л.Н. Региональные сейсморазведочные работы с целью выявления новой зоны нефтегазонакопления на Подкаменной площади (отчет Подкаменной С/П № 28/2005–2008) / Л.Н. Калистратова // Отчет ОАО «Енисейгеофизика». — Красноярск, 2008. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

11. Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Сибирской платформы / А.Э. Конторович // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1975. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

12. Конторович А.Э. Геохимическое обоснование прогнозной оценки нефтегазоносных провинций Сибирской платформы на основе изучения масштабов генерации, эмиграции углеводородов и их генетических связей с углеводородными залежами / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, А.И. Ларичев // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1980. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

13. Конторович А.Э. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы по сост. на 01.01.1979 г. и определение наиболее эффективных направлений нефтегазопоисковых работ на 1981–1985 гг. и на перспективу на основе обобщения результатов региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ в X пятилетке / А.Э. Конторович, В.С. Сурков // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1980. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

14. Краевский Б.Г. Стратиграфическое сопровождение ГРР и разработка уточненных геологических шкал верхнепротерозойских отложений юга Сибирской платформы по материалам глубокого бурения и опорным разрезам с использованием биостратиграфического и палеомагнитного методов / Б.Г. Краевский // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 2008. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

15. Мельников Н.В. Создание региональных геолого-геофизических моделей Южно-Тунгусской, Байкитской, Катангской, Присаяно-Енисейской и Предпатомской НГО для целей глубинного геологического картирования масштаба 1:1 000 000 и оценки минерагенического

потенциала / Н.В. Мельников // Отчет по объекту № 4-30-7. СНИИГГиМС. — Новосибирск, 2007. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

16. Мигурский Ф.А. Выполнить оценку перспектив нефтегазоносности районов перикратонного обрамления восточной части Сибирской платформы / Ф.А. Мигурский // Отчет ВНИГНИ. — Москва, 2016. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

17. Мигурский Ф.А. Выявить и оконтурить зоны нефтегазонакопления и крупные ловушки УВ в перспективных НГО Сибирской платформы на основе анализа и обобщения геолого-геофизических материалов для обеспечения планового заполнения трубопроводной системы ВСТО. Геологический отчет по объекту № 70-04/11 / Ф.А. Мигурский // Отчет ФГБУ «ВНИГНИ». — Москва, 2013. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

18. Мигурский Ф.А. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ по технологии бассейнового моделирования / Ф.А. Мигурский, С.Н. Жидовинов, Е.В. Смирнов // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 2010. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

19. Никольский Ф.В. Отчет о геолого-съемочных работах масштаба 1:200 000, проведенных Рассохинской партией в 1962 г. / Ф.В. Никольский, Т.А. Дольник, Н.Я. Вербер // Материалы к гос. геол. карте листов О-49-XX и XIV. — 1963. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

20. Обухов В.Г. Отчет по результатам колонкового бурения на площади Томпорукской гравитационной аномалии за 1960–1961 гг. / В.Г. Обухов // Отчет Якутского ГУ. — пос. Хандыга, 1962. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

21. Сальников А.С. Отчет о результатах работ по объекту «Создание опорного геолого-геофизического профиля 3-ДВ (Северо-Восточный участок)» / А.С. Сальников, П.Н. Соболев, В.С. Старосельцев // Государственный контракт № 5/2012 от 26.03.2012 г. Гос. рег. № 036-12-145 от 26.03.2012 г. ФГУП «СНИИГГиМС». — 2014. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

22. Скляров Р.Я. Геологическое строение Чадобецкого сводового поднятия (Отчет Теринской ГСП за 1961 г.) / Р.Я. Скляров // Отчет. — Красноярск, 1962. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

23. Соболев П.Н. Выделить зоны нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской НГП на основе реконструкций геодинамических, гидродинамических и геохимических обстановок в истории развития осадочного чехла / П.Н. Соболев // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 2014. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

24. Туезова Н.А. Изучение комплекса электрических и плотностных параметров пород разреза нефтегазоносных месторождений Сибири для обоснования возможностей прямых поисков / Н.А. Туезова, Р.Г. Демина, Ц.М. Левицкая // Отчет о НИР СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1985. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

25. Туезова Н.А. Изучение физических свойств горных пород на территории западной части

Сибирской платформы в атмосферных и пластовых условиях залегания / Н.А. Туезова, Л.М. Дорогиницкая, Р.Г. Демина // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1972. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

26. Туезова Н.А. Петрофизические исследования карбонатных и терригенных пород Сибирской платформы с целью установления закономерностей изменения физических параметров на нефтегазоносных структурах и в региональном плане / Н.А. Туезова // Отчет СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1979. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

27. Туезова Н.А. Петрофизические исследования осадочных пород Сибирской платформы с целью установления закономерностей изменения физических параметров пород в отдельных тектонических провинциях и на локальных нефтегазоносных структурах / Н.А. Туезова, Ц.М. Левицкая // Отчет по теме 79003439. В 3 кн. СНИИГГиМС. — Новосибирск, 1982. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

28. Старосельцев В.С. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата НГП Сибирской платформы по состоянию изученности на 01.01.2009 / В.С. Старосельцев, А.А. Герт // Отчет СНИИГГиМС по договору с ФГУП «ВНИГНИ» от 19.02.2010 г. № ПС-03-34/22. — Новосибирск, 2012. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».

29. Ухлова 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 / Г.Д. Ухлова, М.А. Масленников и др. // Отчет по государственному контракту № 159 от 28 февраля 2014 г. СНИИГГиМС. — Новосибирск, 2016. — Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».